

UNIVERSIDAD CARLOS III DE MADRID
ESCUELA POLITECNICA SUPERIOR
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



PROYECTO FIN DE CARRERA

INGENIERÍA TÉCNICA INDUSTRIAL: ELECTRICIDAD

**LÍNEA AÉREA DE 132 KV PARA EL
TRANSPORTE DE 75 MVA**

AUTOR: Rafael Campillo Gómez

TUTOR: Santiago Arnaltes Gómez

Leganés, 30 de junio de 2014

ÍNDICE

1. Memoria	1
1.1. GENERALIDADES	2
1.1.1. Antecedentes	2
1.1.2. Objeto del proyecto	2
1.1.3. Emplazamiento	2
1.1.4. Reglamentación y disposiciones oficiales	3
1.1.5. Descripción de la instalación	4
1.1.6. Calidad y procesamiento de los materiales	4
1.1.7. Limitaciones del proyecto	4
1.2. DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN.....	5
1.2.1. Parámetros eléctricos de la línea	5
1.2.2. Trazado de la línea	5
1.2.3. Cruzamientos	6
1.2.4. Materiales	7
1.2.5. Conductor	7
1.2.6. Cable de tierra	8
1.2.7. Apoyos.....	9
1.2.8. Crucetas	11
1.2.9. Aislamiento y herrajes.....	12
1.2.10. Niveles de aislamiento	13
1.2.11. Formación de las cadenas.....	14
1.2.11.1. Cadenas de suspensión	14
1.2.11.2. Cadenas de amarre	15
1.2.11.3. Cadenas de suspensión del cable de tierra.....	16
1.2.11.4. Cadenas de amarre del cable de tierra.....	17
1.2.12. Empalmes, conexiones y retenciones.....	17
1.2.13. Vibraciones	19
1.2.14. Cimentaciones	20
1.2.15. Sistema de puesta a tierra	21
1.2.16. Chapas antiescalo.....	22
1.2.17. Diagrama secuencial de un proyecto de una línea de alta tensión	23
2. Cálculos justificativos	24
2.1. GENERALIDADES	25
2.1.1. Características generales de la línea	25

2.1.2.	Características del conductor	25
2.1.3.	Características del cable de tierra.....	26
2.2.	CÁLCULOS ELÉCTRICOS	26
2.2.1.	Intensidad nominal de la línea.....	26
2.2.2.	Densidad de corriente e intensidad máxima admisible.....	26
2.2.3.	Resistencia eléctrica.....	28
2.2.4.	Inductancia.....	28
2.2.5.	Reactancia	31
2.2.6.	Capacidad.....	32
2.2.7.	Impedancia	32
2.2.8.	Conductancia	33
2.2.9.	Efecto corona.....	34
2.2.10.	Caída de tensión	36
2.2.11.	Capacidad de transporte	36
2.2.11.1.	<i>Máxima potencia a transportar limitada por la densidad de corriente máxima admisible</i>	37
2.2.11.2.	<i>Máxima potencia a transportar limitada por la caída de tensión máxima admisible</i>	37
2.2.11.3.	<i>Máxima potencia a transportar por límite térmico</i>	38
2.2.11.4.	<i>Conclusiones</i>	40
2.2.12.	Potencia activa transportada	41
2.2.13.	Pérdidas por efecto Joule	41
2.2.14.	Resumen de las magnitudes calculadas.....	42
2.3.	CÁLCULO MECÁNICO DEL CONDUCTOR Y DEL CABLE DE TIERRA	43
2.3.1.	Características mecánicas del conductor y del cable de tierra.....	43
2.3.2.	Cargas y sobrecargas a considerar	44
2.3.2.1.	<i>Cargas permanentes</i>	44
2.3.2.2.	<i>Sobrecarga debida a la acción del viento</i>	44
2.3.2.3.	<i>Peso aparente por sobrecarga de viento</i>	46
2.3.2.4.	<i>Sobrecarga debida al hielo</i>	46
2.3.2.5.	<i>Peso aparente por sobrecarga de hielo</i>	47
2.3.2.6.	<i>Peso aparente por sobrecarga de hielo y viento</i>	47
2.3.2.7.	<i>Tabla resumen de pesos aparentes</i>	49
2.3.3.	Ecuación de cambio de condiciones	49
2.3.4.	Cálculos mecánicos a considerar.....	50

2.3.5.	Tracción máxima admisible.....	51
2.3.6.	Vano ideal de regulación.....	52
2.3.7.	Comprobación de los fenómenos vibratorios.....	53
2.3.7.1.	Tensión de cada día.....	54
2.3.7.2.	Tensión en horas frías.....	58
2.3.8.	Flechas máximas de los conductores y cables de tierra.....	62
2.3.8.1.	Cálculo de la flecha.....	62
2.3.8.2.	Hipótesis de viento.....	63
2.3.8.3.	Hipótesis de temperatura.....	65
2.3.8.4.	Hipótesis de hielo.....	68
2.3.9.	Cálculo de las curvas características del conductor.....	70
2.3.10.	Tabla de tendido.....	72
2.3.11.	Parábola de flechas máximas verticales.....	78
2.3.12.	Parábola de distancia mínima al terreno.....	80
2.4.	CÁLCULO DE LAS CADENAS DE AISLADORES.....	81
2.4.1.	Características generales.....	81
2.4.2.	Selección del aislador.....	81
2.4.2.1.	Nivel de aislamiento.....	81
2.4.2.2.	Cálculos mecánicos de la cadena de suspensión.....	84
2.4.2.3.	Cálculos mecánicos de la cadena de amarre.....	85
2.4.3.	Características generales del aislador.....	86
2.4.4.	Cadenas de aisladores.....	86
2.4.4.1.	Cadena de suspensión.....	86
2.4.4.2.	Cadena de amarre.....	87
2.4.5.	Gravivano.....	87
2.4.6.	Eolovano.....	87
2.4.7.	Cálculo de los gravivanos y eolovanos de la línea.....	88
2.5.	DISTANCIAS MÍNIMAS DE SEGURIDAD.....	89
2.5.1.	Distancia de aislamiento para evitar descargas.....	90
2.5.2.	Distancias en el apoyo.....	91
2.5.2.1.	Distancias entre conductores.....	91
2.5.2.2.	Distancias entre conductores y partes puestas a tierra.....	93
2.5.3.	Distancias al terreno, caminos, sendas y cursos de agua no navegables.....	93
2.5.4.	Distancias a carreteras.....	93
2.5.4.1.	Cruzamientos.....	93

2.5.5.	Distancias a ferrocarriles electrificados, tranvías o trolebuses	94
2.5.6.	Paso por zonas.....	94
2.5.6.1.	<i>Bosques, arboledas y masas de arbolado</i>	94
2.5.6.2.	<i>Edificios, construcciones y zonas urbanas</i>	95
2.5.7.	Resumen de distancias mínimas de seguridad	95
2.6.	CÁLCULO DE LOS APOYOS.....	95
2.6.1.	Cálculo de la altura mínima de los apoyos	95
2.6.2.	Distancia mínima de separación de los conductores en el apoyo	95
2.6.3.	Selección del apoyo	96
2.6.3.1.	<i>Serie</i>	96
2.6.3.2.	<i>Alturas</i>	96
2.6.3.3.	<i>Armados</i>	97
2.6.4.	Tabla de apoyos	98
2.7.	CIMENTACIONES	98
2.8.	CRUZAMIENTOS.....	100
2.9.	VIBRACIONES.....	100
2.10.	CÁLCULO DE LA PUESTA A TIERRA.....	101
2.10.1.	Generalidades	101
2.10.2.	Resistividad del terreno.....	102
2.10.3.	Cálculo de resistencia del sistema de tierras	102
2.10.3.1.	<i>Resistencia de las picas</i>	102
2.10.3.2.	<i>Resistencia del cable enterrado</i>	103
2.10.3.3.	<i>Resistencia total del apoyo</i>	103
2.10.3.4.	<i>Resistencia de difusión de la línea</i>	104
2.10.3.5.	<i>Potencial absoluto</i>	104
2.10.4.	Cálculo de las tensiones de paso y contacto.....	104
2.10.4.1.	<i>Tensión de contacto</i>	104
2.10.4.2.	<i>Tensión de paso</i>	109
2.10.5.	Corrección y ajuste del diseño inicial, estableciendo el definitivo.....	109
3.	<i>Pliego de condiciones</i>	110
3.1.	OBJETIVO Y CAMPO DE APLICACIÓN.....	111
3.2.	DISPOSICIONES GENERALES.....	111
3.3.	CONDICIONES LEGALES	111
3.4.	PLAN DE SEGURIDAD Y SALUD DE LA OBRA	111
3.5.	EJECUCIÓN DEL TRABAJO	111

3.5.1.	Apertura de hoyos	112
3.5.2.	Transporte y acopio a pie de apoyo	112
3.5.3.	Cimentaciones	113
3.5.4.	Arena.....	114
3.5.5.	Cementos	114
3.5.6.	Agua	114
3.5.7.	Armado de apoyos metálicos	114
3.5.8.	Protección de las superficies metálicas	115
3.5.9.	Izado de apoyos	115
3.5.10.	Apoyos metálicos	115
3.5.11.	Reposición del terreno	115
3.5.12.	Numeración de apoyos y riesgo de peligro eléctrico	115
3.5.13.	Puesta a tierra	115
3.6.	EJECUCIÓN DEL TRABAJO EN CONDUCTORES	116
3.6.1.	Instalación de conductores.....	116
3.7.	MATERIALES	117
3.7.1.	Apoyos.....	117
3.7.2.	Accesorios para el montaje	118
3.7.3.	Conductores	118
3.8.	RECEPCIÓN DE LA OBRA	118
3.8.1.	Calidad de cimentaciones.....	118
3.8.2.	Tolerancias de ejecución	118
3.8.3.	Tolerancia de utilización	119
3.9.	SEÑALIZACIÓN DE LA OBRA	119
3.10.	CONSERVACIÓN DEL PAISAJE Y LIMPIEZA DE LA OBRA	120
4.	<i>Presupuesto</i>	<i>121</i>
4.1.	PARTIDAS PRINCIPALES	122
4.1.1.	Partida 1: Apoyos	122
4.1.1.1.	Apoyo metálico ARCE 630 13,95m F40	122
4.1.1.2.	Apoyo metálico ARCE 630 16,2m F40	123
4.1.1.3.	Apoyo metálico ARCE 630 18,45m F40	123
4.1.1.4.	Apoyo metálico ARCE 630 20,7m F40	124
4.1.2.	Partida 2: Conductores	124
4.1.2.1.	Conductor LA-145	124
4.1.2.2.	Cable de tierra OPGW-15KA	125

4.1.3. Partida 3: Amortiguadores	125
4.1.3.1. Amortiguadores	125
4.1.4. Partida 4: Cadenas de aisladores	126
4.1.4.1. Cadenas de suspensión	126
4.1.4.2. Cadenas de amarre	126
4.1.5. Partida 5: Puesta en marcha	126
4.1.5.1. Puesta en marcha	126
4.1.6. Partida 6: Servicios técnicos y administrativos	127
4.2. PRESUPUESTO GENERAL	128
5. Planos.....	129
6. Bibliografía	138
6.1. PRESCRIPCIONES Y DISPOSICIONES GENERALES.....	139
6.2. OTRA DOCUMENTACIÓN	139
6.3. ENLACES WEB.....	140
ANEXO: CATÁLOGOS.....	141

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Parámetros eléctricos de la línea.....	5
Tabla 2: Vanos, altitud y función de los apoyos.....	6
Tabla 3: Características del conductor LA-145	7
Tabla 4: Características del cable de tierra OPGW-15 KA	9
Tabla 5: Coordenadas de los apoyos.....	11
Tabla 6: Dimensiones de la cruceta	12
Tabla 7: Tensiones normalizadas.....	13
Tabla 8: Características aislador E-70-146	13
Tabla 9: Nivel de aislamiento garantizado.....	14
Tabla 10: Cadena de suspensión	15
Tabla 11: Cadena de amarre	15
Tabla 12: Cadena de suspensión del cable de tierra	16
Tabla 13: Cadena de amarre del cable de tierra	17
Tabla 14: Esfuerzos nominales sobre anclajes en daN	20
Tabla 15: Distancia entre macizos	20
Tabla 16: Dimensiones de la cimentación	21
Tabla 17: Características generales de la línea	25
Tabla 18: Características técnicas del conductor LA-145	25
Tabla 19: Características técnicas del cable de tierra OPGW-15 KA	26
Tabla 20: Densidad de corriente	27
Tabla 21: Constantes kilométricas	42
Tabla 22: Características eléctricas de la línea	42
Tabla 23: Características mecánicas del conductor	43
Tabla 24: Características mecánicas del cable de tierra.....	43
Tabla 25: Pesos aparentes	49
Tabla 26: Condiciones e hipótesis que limitan la tracción máxima.....	51
Tabla 27: Tensión de cada día para cada vano del conductor LA-145	55
Tabla 28: Tensión de cada día para cada vano del cable de tierra OPGW-15 KA	57
Tabla 29: Tensión en horas frías para cada vano del conductor LA-145	59
Tabla 30: Tensión en horas frías para cada vano del cable de tierra OPGW-15 KA	61
Tabla 31: Flecha máxima en hipótesis de viento para el conductor LA-145.....	64
Tabla 32: Flecha máxima en hipótesis de viento para el cable OPGW-15 KA.....	65
Tabla 33: Flecha máxima en hipótesis de temperatura para el conductor LA-145	66

Tabla 34: Flecha máxima en hipótesis de temperatura para el cable OPGW-15 KA.....	67
Tabla 35: Flecha máxima en hipótesis de hielo para el conductor LA-145.....	69
Tabla 36: Flecha máxima en hipótesis de hielo para el cable OPGW-15 KA.....	70
Tabla 37: Curva característica conductor LA-145.....	71
Tabla 38: Curva característica cable de tierra OPGW-15 KA.....	72
Tabla 39: Tabla de tendido vanos del 1 al 4 para el conductor LA-145.....	73
Tabla 40: Tabla de tendido vanos del 5 al 8 para el conductor LA-145.....	74
Tabla 41: Tabla de tendido vanos del 9 al 12 para el conductor LA-145.....	74
Tabla 42: Tabla de tendido vanos del 13 al 16 para el conductor LA-145.....	75
Tabla 43: Tabla de tendido vanos del 17 al 20 para el conductor LA-145.....	75
Tabla 44: Tabla de tendido vanos del 1 al 4 para el cable de tierra OPGW-15 KA.....	76
Tabla 45: Tabla de tendido vanos del 5 al 8 para el cable de tierra OPGW-15 KA.....	76
Tabla 46: Tabla de tendido vanos del 9 al 12 para el cable de tierra OPGW-15 KA.....	77
Tabla 47: Tabla de tendido vanos del 13 al 16 para el cable de tierra OPGW-15 KA.....	77
Tabla 48: Tabla de tendido vanos del 16 al 20 para el cable de tierra OPGW-15 KA.....	78
Tabla 49: Flechas máximas para el conductor LA-145.....	79
Tabla 50: Flechas máximas para el cable de tierra OPGW-15 KA.....	80
Tabla 51: Características eléctricas mínimas a cumplir por los aisladores.....	81
Tabla 52: Características eléctricas de las cadenas de aisladores.....	83
Tabla 53: Características generales del aislador E-70-146.....	86
Tabla 54: Cadena de suspensión.....	86
Tabla 55: Cadena de amarre.....	87
Tabla 56: Valores del Gravivano.....	88
Tabla 57: Valores del Eolovano.....	89
Tabla 58: Distancias de aislamiento eléctrico para evitar descargas.....	91
Tabla 59: Coeficiente K en función del ángulo de oscilación.....	92
Tabla 60: Distancias mínimas de seguridad.....	95
Tabla 61: Alturas de los apoyos.....	96
Tabla 62: Distancias del armado F40.....	97
Tabla 63: Tabla de apoyos.....	98
Tabla 64: Esfuerzos nominales sobre anclajes en daN.....	98
Tabla 65: Distancia entre macizos para diferentes alturas.....	99
Tabla 66: Datos de la cimentación.....	99
Tabla 67: Características del amortiguador.....	101
Tabla 68: Valores admisibles de la tensión de contacto.....	105

Tabla 69: Precio unitario apoyo Arce 630 13,95 m F40.....	122
Tabla 70: Precio unitario apoyo Arce 630 16,2 m F40.....	123
Tabla 71: Precio unitario apoyo Arce 630 18,45 m F40.....	123
Tabla 72: Precio unitario apoyo Arce 630 20,7 m F40.....	124
Tabla 73: Precio unitario conductor LA-145	124
Tabla 74: Precio unitario cable de tierra OPGW-15 KA	125
Tabla 75: Precio unitario amortiguador	125
Tabla 76: Precio unitario cadena de suspensión	126
Tabla 77: Precio unitario cadena de amarre.....	126
Tabla 78: Precio unitario de la puesta en marcha	126
Tabla 79: Precio unitario de los servicios técnicos y administrativos	127
Tabla 80: Presupuesto general	128

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Situación de la línea	3
Figura 2: Detalle de situación	3
Figura 3: Cable OPGW	8
Figura 4: Cruceta.....	12
Figura 5: Cadena de suspensión.....	14
Figura 6: Cadena de amarre	15
Figura 7: Cadena de suspensión del cable de tierra	16
Figura 8: Cadena de amarre del cable de tierra.....	17
Figura 9: Amortiguador	19
Figura 10: Distancia entre macizos.....	20
Figura 11: Cimentación.....	21
Figura 12: Diagrama secuencial.....	23
Figura 13: Distancia entre fases.....	29
Figura 14: Configuración de la cruceta.....	29
Figura 15: Sobrecarga de viento	46
Figura 16: Sobrecarga de hielo y viento	47
Figura 17: Ángulo de oscilación.....	92
Figura 18: Distancia entre macizos.....	99
Figura 19: Magnitudes de la cimentación.....	99
Figura 20: Valores admisibles de la tensión de contacto.....	105
Figura 21: Esquema del circuito de contacto	106

ANEXO: CATÁLOGOS

<i>I.</i>	<i>CONDUCTOR LA-145.....</i>	<i>142</i>
<i>II.</i>	<i>CABLE DE TIERRA OPGW-15KA.....</i>	<i>142</i>
<i>III.</i>	<i>AISLADOR E-70-146.....</i>	<i>143</i>
<i>IV.</i>	<i>GRAPA DE SUSPENSIÓN.....</i>	<i>144</i>
<i>V.</i>	<i>GRAPA DE AMARRE</i>	<i>145</i>
<i>VI.</i>	<i>HORQUILLA DE BOLA</i>	<i>145</i>
<i>VII.</i>	<i>APOYOS.....</i>	<i>146</i>
<i>VIII.</i>	<i>CRUCETA.....</i>	<i>147</i>
<i>IX.</i>	<i>CIMENTACIÓN</i>	<i>148</i>

Resumen del proyecto

En el presente proyecto, se han descrito, calculado y diseñado los elementos que forman parte de una línea aérea de alta tensión (132 kV) para el transporte de energía eléctrica (75 MVA). Para ello se ha seguido lo indicado en el Reglamento Técnico de Líneas Eléctricas de Alta Tensión de 2008 y sus Instrucciones Técnicas Complementarias.

Todo lo relativo al proyecto se especifica en los seis documentos de los que el mismo consta: memoria, cálculos justificativos, pliego de condiciones, presupuesto, planos y bibliografía.

Summary

In this project, all the elements that are part of an overhead high voltage line (132 kV) for electricity transmission (75 MVA) have been described, calculated and designed. To complete these measures, the High Voltage Power Lines Rules of 2008 and the Complementary Technical Instructions have been followed.

The entirety of this project is explained in the six documents that it comprises: the memory, calculation report, list of conditions, budget, plans and bibliography.

1. Memoria

1.1. GENERALIDADES

1.1.1. Antecedentes

Teniendo como principal objetivo la culminación de los estudios de Ingeniería Técnica Industrial: Electricidad, la realización del Proyecto Final de Carrera en el último paso a realizar. Para ello, Rafael Campillo Gómez, se dispone a realizar el estudio y la redacción del presente proyecto. La dirección del proyecto queda bajo la tutoría del profesor Santiago Arnaltes Gómez.

El proyecto consiste en el diseño y cálculo de una Línea Aérea de 132 kV para el transporte de 75 MVA.

1.1.2. Objeto del proyecto

El objetivo del presente proyecto es describir, calcular y diseñar los elementos que forman parte de las instalaciones de una línea de evacuación de 75 MVA de energía eléctrica a 132 kV de tensión. Para ello se fijarán las características técnicas que deben cumplir las partes del sistema para un perfecto y eficaz funcionamiento, cumpliendo además con las prescripciones impuestas por las reglamentaciones y disposiciones oficiales vigentes.

El proyecto, para mayor descripción del mismo, se complementará con la planimetría general y de detalle necesario.

1.1.3. Emplazamiento

La línea se encontrará ubicada en la provincia de Toledo. Comenzará en la subestación existente de Chozas de Canales perteneciente a Unión Fenosa, en el municipio de Chozas de Canales (X: 412997,83 m, Y: 4441001,63 m) y finalizará en una futura subestación que se ubicará a las afueras de Lominchar.

Las siguientes imágenes indican la situación geográfica de la línea.



Figura 1: Situación de la línea



Figura 2: Detalle de situación

1.1.4. Reglamentación y disposiciones oficiales

Para la elaboración del presente proyecto se han tenido en cuenta las prescripciones y disposiciones generales contenidas en:

- Reglamento Técnico de Líneas Eléctricas de Alta Tensión (Real Decreto del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio 223/2008 de 15 de febrero).

- Instrucciones técnicas complementarias al Real Decreto 223/2008, ITC-LAT 1 a 9 (BOE del 19 de marzo de 2008)
- Reglamento sobre Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación (Real Decreto del Ministerio de Industria y Energía 3275/82 del 12 de noviembre de 1982).
- Instrucciones Técnicas complementarias al Real Decreto 3275/82 (BOE del 25 de noviembre de 1984).
- Ley del Sector Eléctrico. Ley 54/1997 de noviembre B.O.E. 28 de noviembre de 1997.
- Normas UNE de obligado cumplimiento.
- Real Decreto 1955/200 de 1 de diciembre de 2000 por el que se regulan las actividades de transporte, distribución.

1.1.5. Descripción de la instalación

La línea aérea diseñada y calculada objeto del presente proyecto se define mediante una tensión de servicio de 132 kV y la potencia aparente transportada de 75 MVA.

Como se indica en el Artículo 3 del Capítulo 1 del Reglamento de Alta Tensión, al ser la tensión nominal superior a 66 kV e inferior a 220 kV, la línea entraría dentro del grupo definidos como de Primera Categoría.

La línea será de circuito simple con un único conductor por fase. Como conductor de fase se empleará el LA-145 y como cable de tierra el OPGW-15KA.

1.1.6. Calidad y procesamiento de los materiales

Los materiales a utilizar en el presente proyecto deben ajustarse a las calidades exigidas por la normativa vigente.

1.1.7. Limitaciones del proyecto

El presente proyecto tiene un objeto didáctico y es de carácter académico. No se trata de un proyecto que realmente se vaya a tramitar o ejecutar. Se resumen en este apartado las posibles limitaciones del documento:

- Los datos de partida son ficticios aunque la subestación de partida sí que existe realmente.

- No se ha realizado una toma de datos de campo, ni se han obtenido planos de desarrollo urbanístico de la zona, pasillos eléctricos previstos... La base para la elección del trazado ha sido un mapa cartográfico, en el que se han localizado las infraestructuras existentes (carreteras, caminos, cursos de agua...)
- Una vez decidido el trazado no se han realizado las consultas previas pertinentes a los organismos oficiales afectados, con el objeto de poner en conocimiento la futura instalación ni el estudio de impacto ambiental.
- Los elementos de la línea (conductores, aisladores, apoyos...) han sido seleccionados de catálogos existentes, por lo que no se ha realizado un estudio de diseño de los mismos.

1.2. DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN

1.2.1. Parámetros eléctricos de la línea

Los parámetros eléctricos de la línea se detallan en la tabla 1.

Tensión de línea	132 kV
Potencia aparente	75 MVA
Frecuencia	50 Hz
Tipo de corriente	Alterna trifásica

Tabla 1: Parámetros eléctricos de la línea

1.2.2. Trazado de la línea

El trazado de la línea puede verse en el documento 5: Planos.

La línea del presente proyecto está formado por un circuito simple de tres conductores de fase de aluminio con alma de acero tipo LA-145 y un conductor de tierra/comunicaciones tipo OPGW-15 KA.

La línea discurre íntegramente por Toledo. Tiene su origen en la subestación existente en Chozas de Canales perteneciente a Unión Fenosa, situada en el municipio de Chozas de Canales (X: 412997,83 m,Y: 4441001,63 m) y finalizará en una futura subestación que se ubicará en las inmediaciones de Lominchar, concretamente en la parcela 57.

El trazado de la línea es de fácil acceso en todo su recorrido quedando emplazada entre los 511 y 650 metros de altitud sobre el nivel del mar. Según el punto 3.1.3 de la ITC-LAT-07 de Reglamento, la línea se encontrará en la zona B,

que comprende líneas situadas entre 500 y 1000 metros sobre el nivel el mar. Esta zona se define para considerar diferentes hipótesis de cálculo de conductores.

La longitud total de la línea es de 4.625 metros y está compuesto por 20 vanos.

En el trazado de la línea se localizan tres ángulos de 166°, 159° y 158° situados en los apoyos nº 2, nº 7 y nº 10 respectivamente.

Las longitudes de los diferentes vanos, la altitud de los apoyos y su función se muestran en la tabla 2.

APOYO	VANO (m)	ALTITUD (m)	FUNCIÓN
1	0	531	Principio de línea
2	223	521	Ángulo
3	200	512	Alineación
4	206	516	Alineación
5	197	534	Alineación
6	203	549	Alineación
7	215	557	Ángulo
8	200	562	Alineación
9	206	548	Alineación
10	251	568	Ángulo
11	221	586	Alineación
12	249	595	Alineación
13	251	592	Alineación
14	252	604	Alineación
15	250	604	Alineación
16	250	627	Alineación
17	250	621	Alineación
18	250	625	Alineación
19	250	639	Alineación
20	250	641	Alineación
21	251	650	Fin de línea

Tabla 2: Vanos, altitud y función de los apoyos

1.2.3. Cruzamientos

Los cruzamientos se deben ajustar al punto 5 del ITC-LAT-07 del Reglamento (“Distancias mínimas de seguridad. Cruzamientos y paralelismos”).

Los cruzamientos que se presentan en la línea objeto de este proyecto con elementos que ya existían en la zona con anterioridad a la instalación de la nueva línea son los siguientes:

- Con la carretera TO-1927 entre los apoyos nº 1 y nº 2.
- Con el Río Guadarrama entre los apoyos nº 3 y nº 4.
- Con caminos rurales entre los apoyos nº 5 y nº 6; nº 7 y nº 8; nº 8 y nº 9; nº 14 y nº 15; nº 20 y nº 21.

Dichos cruzamientos pueden verse detallados en el documento 5: Planos.

1.2.4. Materiales

Los materiales a emplear en la instalación tendrán un aislamiento que estará dimensionado, salvo indicación, como mínimo para una tensión más elevada de 145 kV.

1.2.5. Conductor

El conductor que se va a utilizar es un cable de aluminio-acero galvanizado tipo LA-145. Las principales características del conductor se detallan en la tabla 3.

Denominación	LA-145
Material	Aluminio reforzado con acero
Sección total (mm ²)	147,1
Sección de aluminio (mm ²)	119,3
Sección de acero (mm ²)	27,8
Composición (Al/Acero)	30x2,25 + 7x2,25
Diámetro aparente (mm)	15,75
Peso (kg/km)	548
Carga de rotura (daN)	5410
Módulo elástico (daN/mm ²)	8200
Coefficiente de dilatación lineal (°C ⁻¹)	1,78 · 10 ⁻⁵
Resistencia 20°C (Ω/km)	0,2422

Tabla 3: Características del conductor LA-145

1.2.6. Cable de tierra

El cable de tierra seleccionado es el OPGW-15 KA. Este cable lleva añadido fibra óptica que permite simultanear en un mismo cable su capacidad de protección de las líneas aéreas de transmisión de energía con la telecomunicación a través de las fibras ópticas.

El núcleo de fibras ópticas se aloja en el interior de un tubo de aluminio extruido que proporciona tanto protección mecánica al núcleo óptico como estanqueidad frente a la humedad o penetración del agua.

Este tubo de aluminio proporciona a su vez alta conductividad eléctrica necesaria para la disipación de las descargas atmosféricas o cortocircuitos accidentales.

Sobre este tubo de aluminio se cablea una capa de alambres de acero recubiertos de aluminio (ACS), que le da a este conjunto la configuración típica de los cables de tierra para líneas de alta tensión. El ACS combina una alta resistencia a la tracción con una alta conductividad eléctrica debida a su capa de aluminio.

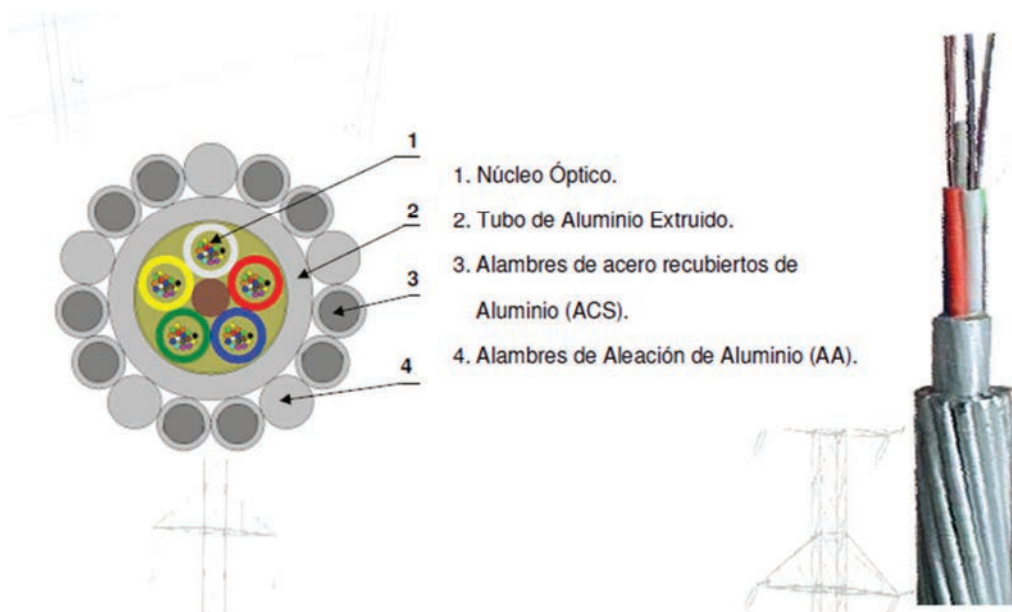


Figura 3: Cable OPGW

Las características principales del cable de tierra se detallan en la tabla 4.

Denominación	OPGW-15 KA
Material	Aluminio reforzado con acero
Sección total (mm ²)	98,9
Sección de aluminio (mm ²)	32,4
Sección de acero recubierto de Al (mm ²)	66,5
Composición (Al/Acero)	9,5X7,0 + 15X2,38
Diámetro del cable (mm)	14,25
Peso (kg/km)	565
Carga de rotura (daN)	8900
Módulo elástico (daN/mm ²)	16256
Coefficiente de dilatación lineal (°C ⁻¹)	1,46·10 ⁻⁵

Tabla 4: Características del cable de tierra OPGW-15 KA

1.2.7. Apoyos

La selección del apoyo del presente documento se ha realizado mediante el catálogo de la empresa Made Torres, perteneciente al grupo Invertaresa.

Los apoyos seleccionados son: ARCE 630 13,95m F40; ARCE 630 16,2m F40; ARCE 630 18,45m F40 y ARCE 630 20,7m F40, cuyas tablas de características se pueden encontrar en el anexo.

Los apoyos tipo ARCE está, diseñados para tensiones de hasta 132 kV de manera que no estará sobredimensionado ya que esta es la tensión de la línea. Están compuestos por perfiles angulares de alas iguales totalmente atornillados, de fuste formado por tramos troncopiramidales de sección cuadrada y cabezas de tramos prismáticos rectos. La celosía es doble, contrapeada entre caras en el fuste.

Son apoyos de cimentación en cuatro macizos, por lo que el tramo final consiste en una base con 4 patas más anclaje embebido en cimiento.

Las características de materiales de los apoyos son las siguientes:

- Aceros S355JO y S275JR según norma UNE-EN 10025.
- Tornillería calidad 5.6 según norma UNE-EN 20898.
- Geometría de tornillos según norma UNE 17010.
- Geometría de tuercas según norma ISO 4034.
- Geometría de arandelas según norma DIN 7989 (espesor 8 mm).
- Galvanizado en caliente según norma UNE-EN ISO 1461.

Características constructivas particulares:

- Pates de escalada en un montante de torre hasta la cabeza, ubicados contrapeadamente en las alas del angular cada 325 mm aproximadamente.
- Suministro de solución mixta para amarre y suspensión en puntas de cruceta y cúpula.
- Taladros para amarre M20 ($\varnothing 21,5$ mm), ubicados en chapas punta de cruceta horizontales (paralelas al terreno). Los taladros de amarre realizados son tres por chapa.
- Taladros para suspensión M20 ($\varnothing 21,5$ mm), ubicados en casquillos bajo chapas punta de cruceta, perpendiculares al sentido de línea (paralelos al eje de la cruceta).
- Taladros para toma de tierra taladro M12 ($\varnothing 15,5$ mm).
- Se pueden montar alargaderas en anclajes para los casos especiales.
Alargaderas +0,25/+0,50 y +0,75/+1,00 mts.

Las funciones de los apoyos se resumen a continuación:

- Apoyo de principio de línea: es el primer apoyo de la línea. Se compone de cadenas de amarre.
- Apoyo de fin de línea: es el último apoyo de la línea. Utiliza cadenas de amarre.
- Apoyo en ángulo: se utiliza cuando el trazado de la línea experimenta un cambio en su dirección. Utiliza cadenas de amarre.
- Apoyo de alineación: se utiliza cuando el trazado de la línea no experimenta cambios en su dirección. Es un apoyo con cadenas de suspensión.

En la tabla 5 se indica el número de apoyos, sus coordenadas UTM, la longitud del vano, la altitud y la función del apoyo.

APOYO	UTM X	UTM Y	VANO (m)	ALTITUD (m)	FUNCIÓN
1	412997,83	4441001,60	0	531	Principio de línea
2	413213,00	4440942,72	223	521	Ángulo
3	413387,93	4440842,51	200	512	Alineación
4	413567,40	4440743,41	206	516	Alineación
5	413740,19	4440649,40	197	534	Alineación
6	413917,52	4440554,47	203	549	Alineación
7	414104,95	4440451,44	215	557	Alineación
8	414230,47	4440294,47	200	562	Alineación
9	414360,31	4440134,14	206	548	Alineación
10	414518,57	4439938,96	251	568	Ángulo
11	414709,52	4439828,58	221	586	Alineación
12	414928,28	4439713,55	249	595	Alineación
13	415150,62	4439593,22	251	592	Alineación
14	415375,41	4439479,92	252	604	Alineación
15	415599,94	4439369,44	250	604	Alineación
16	415825,06	4439260,84	250	627	Alineación
17	416049,09	4439149,42	250	621	Alineación
18	416271,43	4439035,44	250	625	Alineación
19	416496,77	4438928,76	250	639	Alineación
20	416721,05	4438817,42	250	641	Alineación
21	416946,61	4438704,67	251	650	Fin de línea

Tabla 5: Coordenadas de los apoyos

1.2.8. Crucetas

Las crucetas que utilizarán los apoyos de la línea también están normalizadas.

Las crucetas utilizadas son del tipo F40:

- Letra inicial (F): Indica que es un armado simple circuito.
- 1º número (4): Indica la distancia vertical entre fases.
- 2º número (0): Indica la combinación de crucetas y cúpula.

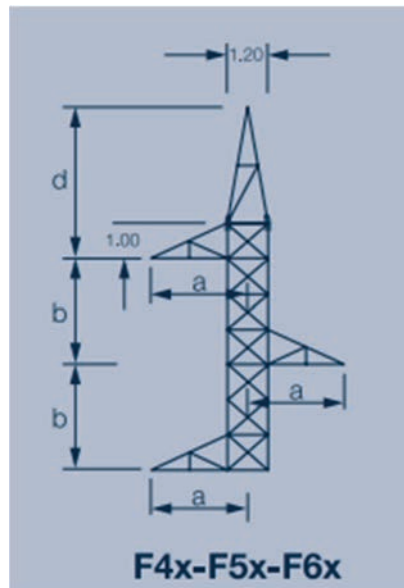


Figura 4: Cruceta

Las dimensiones de la cruceta son las siguientes:

TIPO	COTAS (m)			
	a	b	c	d
F40	2,4	2	-	3,7

Tabla 6: Dimensiones de la cruceta

1.2.9. Aislamiento y herrajes

El aislamiento estará formado por cadenas de aisladores de vidrio para un nivel de contaminación ligero. Clasificado en el Reglamento como Zona I. Para la justificación del aislamiento se ha tenido en cuenta lo indicado en el artículo 4.4 del ITC-LAT-07.

Los datos fundamentales para la coordinación de aislamiento son:

- Tensión nominal: 132 kV.
- Tensión más elevada.

1.2.10. Niveles de aislamiento

La línea objeto de este proyecto, atendiendo a la clasificación del artículo 4.4 de la ITC-LAT-07, entraría dentro de los clasificados de gama I, teniendo que soportar las tensiones normalizadas en la tabla 12 del mismo artículo, que son las indicadas en la tabla 7.

Tensión más elevada para el material U_m kV (valor eficaz)	Tensión soportada normalizada de corta duración a frecuencia industrial kV (valor eficaz)	Tensión soportada normalizada a los impulsos tipo rayo kV (valor de cresta)
145	230	550

Tabla 7: Tensiones normalizadas

Los niveles de aislamiento que se consiguen con las cadenas de aisladores superan estos valores, tal y como se indica en el punto 2.4.2 de este proyecto.

El aislador a utilizar ha sido seleccionado del catálogo de SGD La Granja. En concreto es el aislador E-70-146, diseñado para cumplir la Normativa IEC y para ambientes de contaminación ligera.

Las características principales del aislador están indicadas en la tabla 8.

MODELO	E-70-146
Carga de rotura (kN)	70
Clase IEC-305	U70BL
Paso (P) mm	146
Diámetro (D) mm	255
Línea de fuga mm	320
Unión normalizada IEC 120	16A
Tensión soportada a frecuencia industria en seco (kV)	70
Tensión soportada a frecuencia industria bajo lluvia (kV)	40
Tensión soportada a impulso de choque en seco (kV)	100
Tensión de perforación en aceite (kV)	130
Peso neto aproximado por unidad (kg)	3,4
Embalaje nº de unidad/caja madera	6

Tabla 8: Características aislador E-70-146

Tanto las cadenas de amarre como las cadenas de suspensión estarán formadas por 9 aisladores, asegurando, según el catálogo, los niveles de aislamiento que se indican en la tabla 9:

Nº	Sobretensión temporal (kV)	Sobretensión atmosférica (kV)
9	310	690

Tabla 9: Nivel de aislamiento garantizado

Como se puede comprobar todas las cadenas cumplen con las prescripciones reglamentarias pertinentes.

1.2.11. Formación de las cadenas

Cumpliendo con lo que establece la norma UNE para líneas aéreas de 132 kV y simple circuito con un conductor de aluminio-acero tipo LA-145, los elementos que conforman la cadena de aisladores para un nivel I de contaminación quedarían como se indica en el siguiente punto.

En la línea objeto del presente proyecto se distinguen dos tipos distintos de cadenas de aisladores para el conductor, que son la cadena de suspensión y cadena de amarre. También se distinguen dos tipos de cadenas para el cable de tierra, que son cadena de suspensión del cable de tierra y cadena de amarre del cable de tierra.

1.2.11.1. Cadenas de suspensión

Los elementos que forman la cadena de suspensión se describen en la tabla 10.

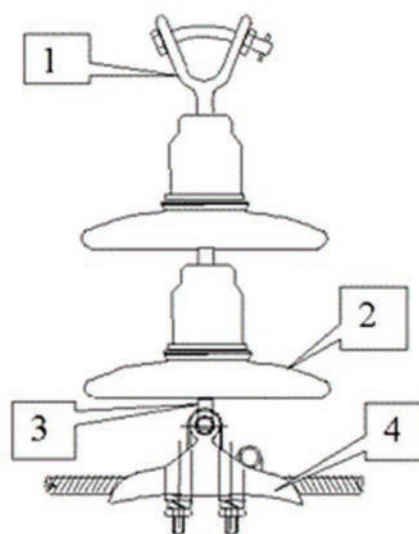


Figura 5: Cadena de suspensión

MARCA	DENOMINACIÓN	NÚMERO
1	Horquilla de bola	1
2	Aislador E-70-146	9
3	Alojamiento de rótula	1
4	Grapa de suspensión GS-3: S11626	1

Tabla 10: Cadena de suspensión

1.2.11.2. Cadenas de amarre

Los elementos que forman la cadena de amarre se describen en la tabla 11.

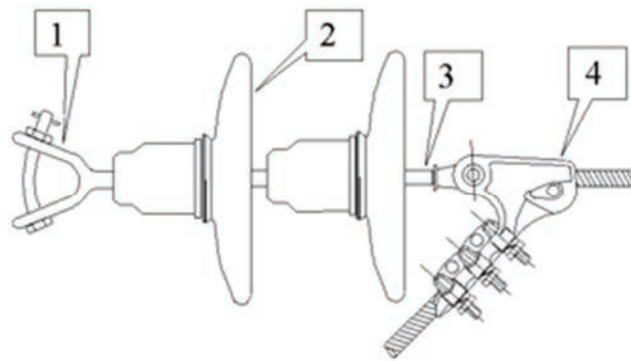


Figura 6: Cadena de amarre

MARCA	DENOMINACIÓN	NÚMERO
1	Horquilla de bola	1
2	Aislador E-70-146	9
3	Alojamiento de rótula	1
4	Grapa de amarre GA-4: G11126	1

Tabla 11: Cadena de amarre

1.2.11.3. Cadenas de suspensión del cable de tierra

Los elementos que forman la cadena de suspensión se describen en la tabla 12.

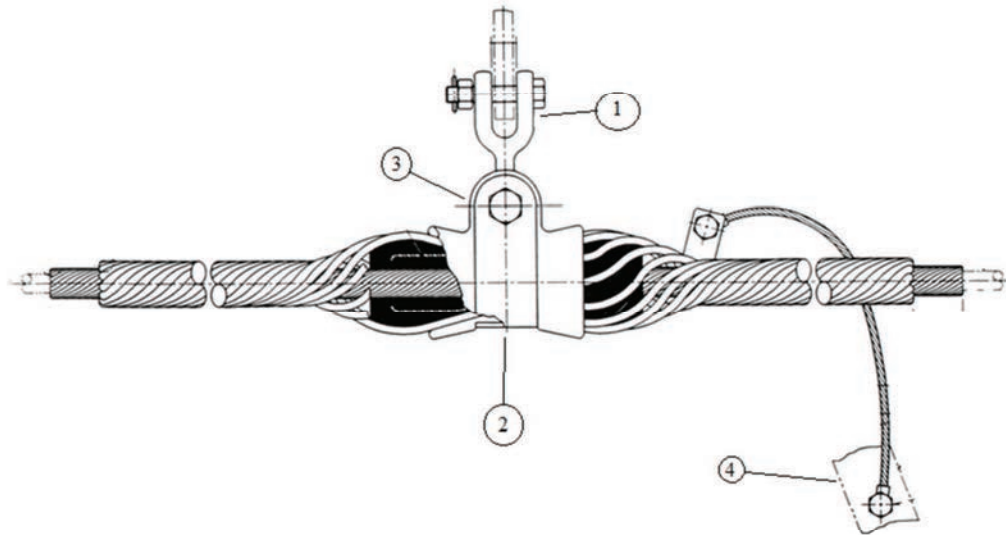


Figura 7: Cadena de suspensión del cable de tierra

MARCA	DENOMINACIÓN	NÚMERO
1	Grillete normal	1
2	Grapa de suspensión armada	1
3	Alojamiento de rotula	1
4	Conector de puesta a tierra	1

Tabla 12: Cadena de suspensión del cable de tierra

1.2.11.4. Cadenas de amarre del cable de tierra

Los elementos que forman la cadena de amarre se describen en la tabla 13.

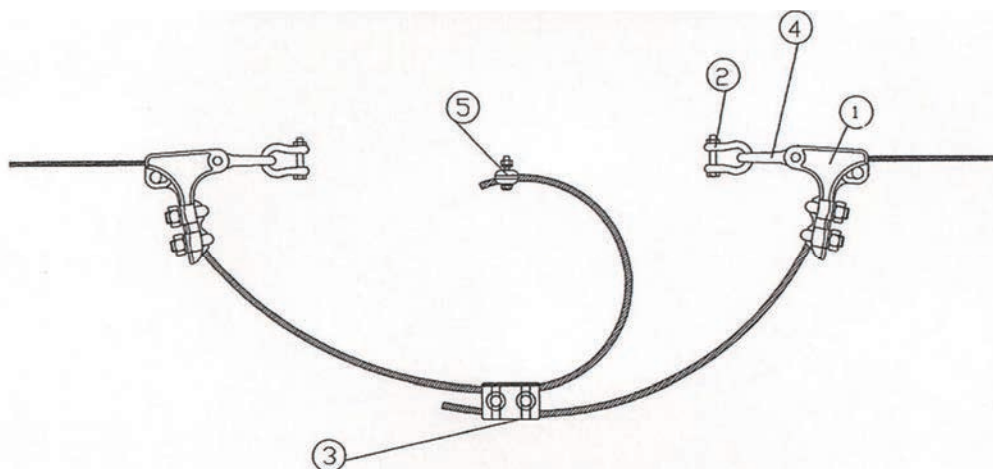


Figura 8: Cadena de amarre del cable de tierra

MARCA	DENOMINACIÓN	NÚMERO
1	Grapa de amarre normal	1
2	Grillete normal	1
3	Grapa conexión cable-cable	1
4	Eslabón revirado	1
5	Grapa conexión tierra	1

Tabla 13: Cadena de amarre del cable de tierra

1.2.12. Empalmes, conexiones y retenciones

En todo lo referente a empalmes, conexiones y retenciones se tendrá que cumplir lo indicado en el artículo 2.1.6 de la ITC-LAT-07.

Se denomina “empalme” a la unión de conductores que asegura su continuidad eléctrica de los mismos, con una resistencia mecánica reducida. Se denomina “retención” a una pieza de conexión que garantice una unión eficaz.

Los empalmes de los conductores se realizarán mediante piezas adecuadas a la naturaleza, composición y sección de los conductores. Lo mismo el empalme que la conexión no deben aumentar la resistencia eléctrica del conductor. Los empalmes deberán soportar sin rotura ni deslizamiento del cable el 95% de la carga de rotura del cable empalmado.

La conexión de conductores, tal y como ha sido definida en el presente apartado, sólo podrá ser realizada en conductores sin tensión mecánica o en las uniones de

conductores realizadas en el puente de conexión de las cadenas de amarre, pero en este caso deberá tener una resistencia al deslizamiento de al menos el 20% de la carga de rotura del conductor.

Queda prohibida la ejecución de empalmes en conductores por la soldadura de los mismos.

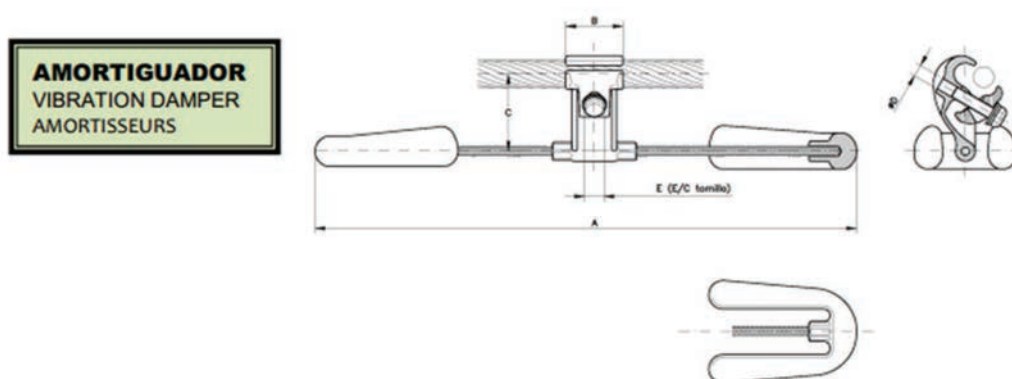
Con carácter general los empalmes no se realizarán en los vanos sino en los puentes flojos entre las cadenas de amarre. En cualquier caso, se prohíbe colocar en la instalación de una línea más de un empalme por vano y conductor. Solamente en la explotación, en concepto de reparación de una avería, podrá consentirse la colocación de dos empalmes.

Cuando se trate de la unión de conductores de distinta sección o naturaleza, es preciso que dicha unión se efectúe en el puente de conexión de las cadenas de amarre. Las piezas de empalme y conexión será de diseño y naturaleza tal que eviten los efectos electrolíticos, si estos fueran de temer, y deberán tomarse las precauciones necesarias para que las superficies en contacto no sufran oxidación.

1.2.13. Vibraciones

Para disminuir los esfuerzos debidos a vibraciones a los que se somete el cable de tierra se utilizarán amortiguadores del tipo Stockbridge. Están formadas por un cuerpo central de aleación de aluminio, un cable portador de 19 alambres de acero galvanizado y dos contrapesos de acero forjado galvanizado.

En el presente proyecto se empleará el amortiguador A17110 del catálogo de MADE.



Referencia Code Référence	Ø Conductor Conductor Ø Ø Conducteur		Dimensiones en mm. Dimensions in mm. Dimensions en mm.			Tornillo Bolt Boulon			Peso Weight Poids Kg.
	Min.	Max.	A	B	C	ØD	E	Par de apriete Tightening torque Couple de serrage N.m.	
A10110	6,0	10	395	50	55	M-10	17	20	2,24
A13110	8,0	13	395	50	55	M-10	17	20	2,26
A13213	8,0	13	453	50	55	M-10	17	20	2,93
A17110	12,0	17,5	421	55	65	M-10	17	20	2,35
A17213	12,0	17,5	479	55	65	M-10	17	20	3,02
A23110	16,5	23	431	58	78	M-12	19	40	2,50
A23213	16,5	23	489	58	78	M-12	19	40	3,16
A23220	16,5	23	476	58	78	M-12	19	40	4,55
A30213	21,5	30	489	60	85	M-12	19	50	3,27
A30220	21,5	30	477	60	85	M-12	19	50	4,66
A30233	21,5	30	480	60	85	M-12	19	50	7,26
A36220	27,0	36,5	487	62	99	M-14	22	60	4,82
A36233	27,0	36,5	490	62	99	M-14	22	60	7,42
A36233/38	27,0	38,5	490	62	99	M-14	22	60	7,42

Figura 9: Amortiguador

1.2.14. Cimentaciones

La cimentación será la de geometría tipo “pata de elefante”.

En la tabla 14 se indican los esfuerzos nominales sobre anclajes expresado en daN.

	13,95 m	16,20 m	18,45 m	23,00 m
Compresión	18.700	20.065	20.065	21.280
Tracción	16.570	18.085	18.085	19.285

Tabla 14: Esfuerzos nominales sobre anclajes en daN

La distancia entre macizos para las distintas alturas son las siguientes, expresadas en metros:

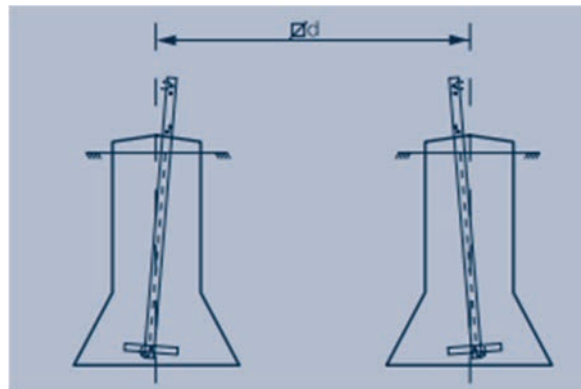


Figura 10: Distancia entre macizos

Hu	13,95	16,2	18,45	20,7
d	3,15	3,45	3,75	4,05

Tabla 15: Distancia entre macizos

El catálogo de Made da la opción de la cimentación para diferentes tipos de terreno. En el caso del presente proyecto, a falta de un estudio geotécnico se escogerá la cimentación para un terreno medio normal.

Los datos de la cimentación se adjuntan en la tabla 16. Las magnitudes son descritas en la figura 11.

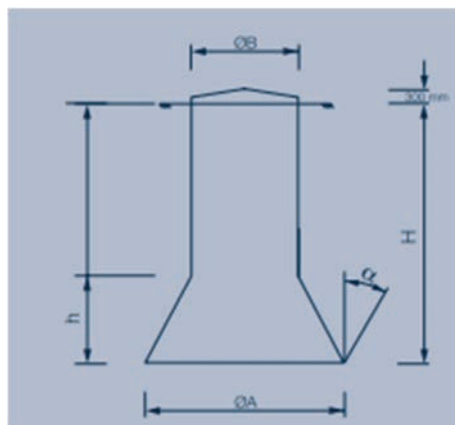


Figura 11: Cimentación

Apoyo	Altura (m)	D(m)	d (m)	H (m)	h (m)	V (m ³)
ARCE 630	9,45 - 13,95	1,40	1,00	2,30	0,40	1,95
	16,20 - 18,45	1,40	1,00	2,35	0,40	1,99
	20,70 - 23,00	1,40	1,00	2,45	0,40	2,07

Tabla 16: Dimensiones de la cimentación

1.2.15. Sistema de puesta a tierra

El sistema de puesta a tierra se ha calculado según lo indicado en el artículo 7 de la ITC-LAT-07.

En dicho artículo se establece que en los apoyos de las zonas frecuentadas la resistencia de difusión máxima se puesta a tierra no superará los 20 Ω . En las zonas de pública concurrencia es obligatorio el empleo de electrodos de difusión en anillo enterrado.

Se han tomado los siguientes criterios en la realización de las puestas a tierra:

- Material de los electrodos: Picas bimetálicas de acero – cobre y cable de cobre de 50 mm² de sección.
- Tipo de electrodos:
 - Pica hincada en el fondo de la excavación y conectada al apoyo con cable de cobre de 0,70 m de profundidad.
 - Anillo cuadrado cerrado de cable de cobre conectado al apoyo, enterrado en zanja de 0,70 m de profundidad y 5 m de lado.
- Zonas: En la presente línea algunos apoyos se encuentran en zonas frecuentadas, en las inmediaciones de Lominchar y otras no frecuentadas.

- Toma de tierra: Se compone de la puesta a tierra que se realiza a la vez que la cimentación y de la mejora de tierra que se realiza con posterioridad a la toma de lectura de la resistencia de la puesta a tierra.

Aplicando este sistema y suponiendo una resistividad del terreno de $150 \Omega \cdot m$, la resistencia de puesta a tierra de cada uno de los apoyos es de $10,793 \Omega$, mientras que la resistencia de difusión es de $0,450 \Omega$.

Al estar todos los apoyos unidos por el cable de tierra, en caso de defecto, la intensidad se derivará por todos ellos.

1.2.16. Chapas antiescalo

Con el objetivo de hacer más seguras las torres y así evitar posibles perjuicios o lesiones a las personas u animales se instalarán chapas antiescalo de 2 m de altura, dejando 5 cm libres entre la cimentación y las chapas con el objetivo de evitar una posible acumulación de agua.

1.2.17. Diagrama secuencial de un proyecto de una línea de alta tensión

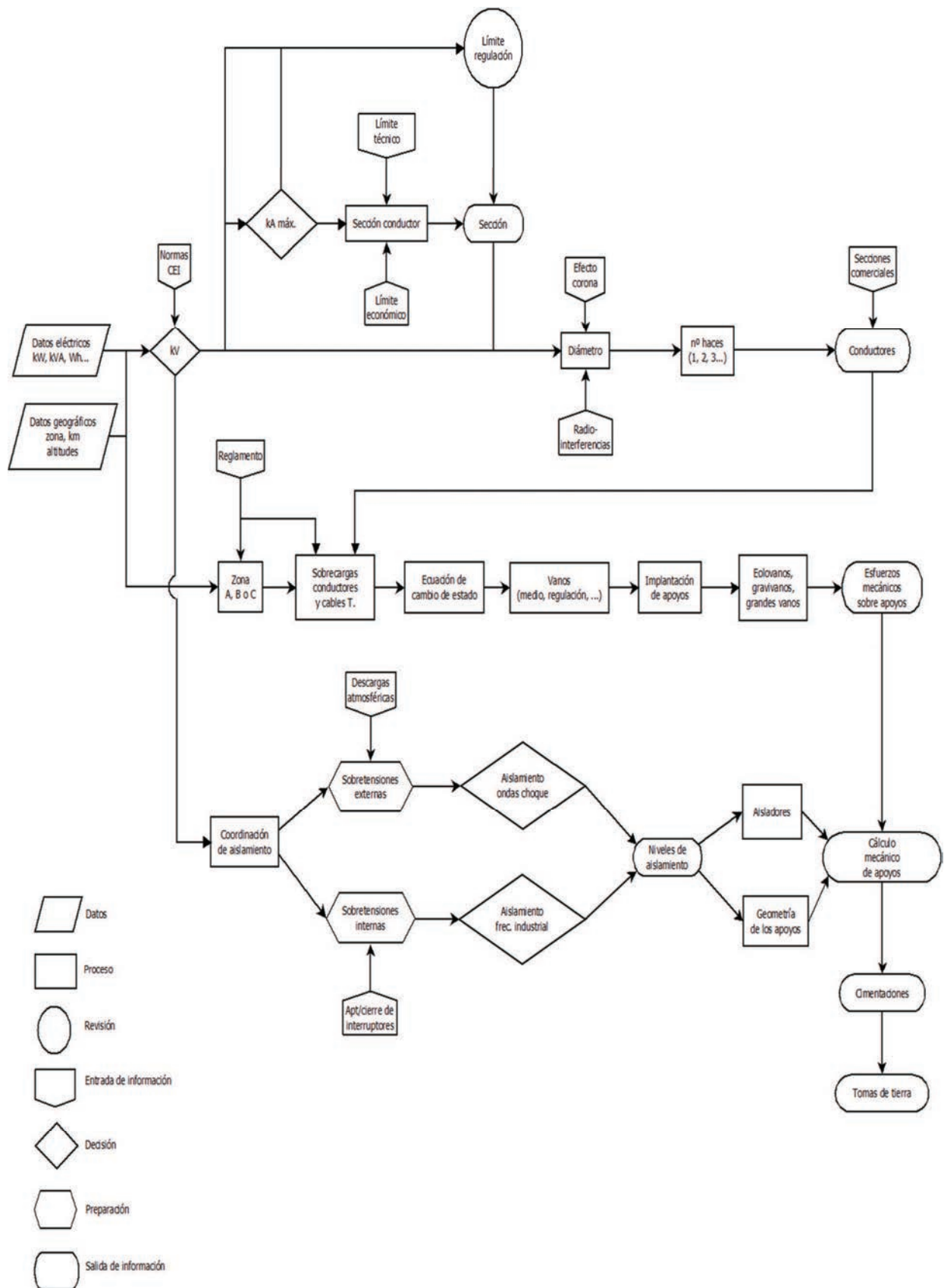


Figura 12: Diagrama secuencial

2.Cálculos justificativos

2.1. GENERALIDADES

2.1.1. Características generales de la línea

Las características generales de la línea se detallan en la tabla 17.

Categoría de la línea	Primera
Corriente	Alterna trifásica
Frecuencia	50 Hz
Tensión nominal	132 kV
Tensión más elevada	145 kV
Número de circuitos	1
Factor de potencia	0,9
Máxima caída de tensión admisible	5 % (6600 V)
Distancia total de la línea	4,63 km
Potencia aparente	75 MVA

Tabla 17: Características generales de la línea

2.1.2. Características del conductor

Se usará el conductor normalizado de aluminio reforzado con acero LA-145, normalizado en la norma UNE 21018, cuyas características técnicas se indican en la tabla 18.

Conductor	LA-145
Sección de aluminio (mm ²)	119,3
Sección de acero (mm ²)	27,8
Sección total (mm ²)	147,1
Sección equivalente de cobre (mm ²)	75
Composición (aluminio + acero)	30x2,25 + 7x2,25
Diámetro exterior (mm ²)	15,75
Peso (kg/km)	548,0
Carga de rotura (KN)	54,1
Resistencia eléctrica a 20°C (Ω/km)	0,2422
Módulo de elasticidad (daN/mm ²)	8036
Coefficiente de dilatación lineal (°C)	17,8x10 ⁻⁶

Tabla 18: Características técnicas del conductor LA-145

2.1.3. Características del cable de tierra

A continuación se muestran las características del cable de tierra en la tabla 19.

Denominación	OPGW-15 KA
Material	Aluminio reforzado con acero
Sección total (mm ²)	98,9
Sección de aluminio (mm ²)	32,4
Sección de acero recubierto de Al (mm ²)	66,5
Composición (Al/Acero)	9,5x7,0 + 15x2,38
Diámetro del cable (mm)	14,25
Peso (kg/km)	565
Carga de rotura (kg)	8900
Módulo elástico (kg/mm ²)	12700
Coefficiente de dilatación lineal (°C ⁻¹)	1,46x10 ⁻⁵

Tabla 19: Características técnicas del cable de tierra OPGW-15 KA

2.2. CÁLCULOS ELÉCTRICOS

2.2.1. Intensidad nominal de la línea

La intensidad nominal de una línea se define como la corriente máxima que circula por la línea en condiciones normales de funcionamiento, y se calcula como:

$$I_n = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{75 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 132 \cdot 10^3}$$

$$I_n = 328,04 \text{ A}$$

Siendo:

I_n la intensidad nominal de la línea [A].

S la potencia aparente de la línea [VA].

U_n la tensión nominal de la línea [V].

2.2.2. Densidad de corriente e intensidad máxima admisible

La tabla 11 del artículo 4.2.1 de la ITC-LAT-07 regula la densidad máxima admisible en régimen permanente para una línea de corriente alterna y 50 Hz de frecuencia para conductores de aluminio.

Para cables de aluminio-acero, como es este caso, se tomará el valor de la tabla de la densidad de corriente correspondiente a su sección total como si fuera de aluminio y su valor se multiplicara por un coeficiente de reducción que para el cable a utilizar, de composición 30+7, será de 0,916.

Al emplear una sección que no se encuentra en dicha tabla (tabla 20), para obtener el valor de la densidad de corriente se interpolará entre dos valores de la tabla, los más cercanos posibles, que contengan nuestra sección.

Sección nominal (mm ²)	Aluminio(A/mm ²)
125	2,9
160	2,7

Tabla 20: Densidad de corriente

Por lo tanto, se interpola para la sección de cable empleada (147,1 mm²) y se obtiene:

$$\frac{2,9 - 2,7}{460 - 125} = \frac{\sigma - 2,9}{147,1 - 125}$$

$$\sigma = 2,823 \text{ A/mm}^2$$

Al valor obtenido se le aplica el factor de corrección para cables de aluminio-acero:

$$\sigma_c = \sigma \cdot f_c$$

$$\sigma_c = 2,823 \cdot 0,916 = 2,589 \text{ A/mm}^2$$

La intensidad máxima admisible por el conductor se obtiene mediante la expresión:

$$I_{m\acute{a}x} = \sigma_c \cdot S$$

$$I_{m\acute{a}x} = 2,589 \cdot 147,1 = 380,82 \text{ A}$$

Vemos que el valor obtenido es mayor que el de la corriente nominal, por lo tanto el conductor es válido por densidad de corriente.

Dónde:

σ es la densidad de corriente [A/mm²].

σ_C es la densidad de corriente con el factor de corrección [A/mm²].

f_C es el factor de corrección.

S es la superficie del conductor [mm²].

$I_{\text{máx}}$ es la intensidad máxima admisible [A].

2.2.3. Resistencia eléctrica

La resistencia eléctrica total de la línea se calcula mediante la siguiente expresión:

$$R_T = R_{km} \cdot L_T = 0,2422 \cdot 4,63$$

$$R_T = 1,1214 \, \Omega$$

Siendo:

R_T la resistencia total de la línea [Ω].

R_{km} la resistencia por kilómetro del conductor [Ω/km].

L_T es la longitud total de la línea [km].

2.2.4. Inductancia

Debido a la variación de la corriente producida en el circuito, se produce una variación del flujo magnético y por lo tanto una fuerza electromotriz en el mismo.

La inductancia por fase y por unidad de longitud se calcula con la siguiente expresión:

$$L = \frac{\mu_0}{2 \cdot \pi} \cdot \ln \left(\frac{D_{eq}}{D_{sg}} \right)$$

Siendo:

μ_0 la permeabilidad magnética del vacío [$4 \cdot \pi \cdot 10^{-7}$ N/A].

D_{eq} es la distancia media geométrica [mm]

D_{sg} es el radio medio geométrico [mm]

Por lo tanto para poder calcular la inductancia necesitamos previamente calcular la distancia media geométrica y el radio medio geométrico.

CÁLCULO DE LA DISTANCIA MEDIA GEOMÉTRICA (D_{eq})

Es una media geométrica de las distancias entre fases, estas se pueden observar en la figura 13. Se calcula mediante la siguiente expresión:

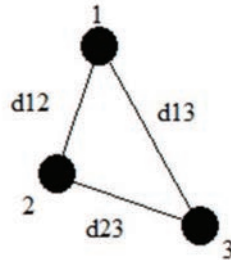


Figura 13: Distancia entre fases

$$D_{eq} = \sqrt[3]{d_{12} \cdot d_{13} \cdot d_{23}}$$

Para conocer las distancias entre fases es necesario conocer la configuración de la cruceta, que se muestra en la figura 14.

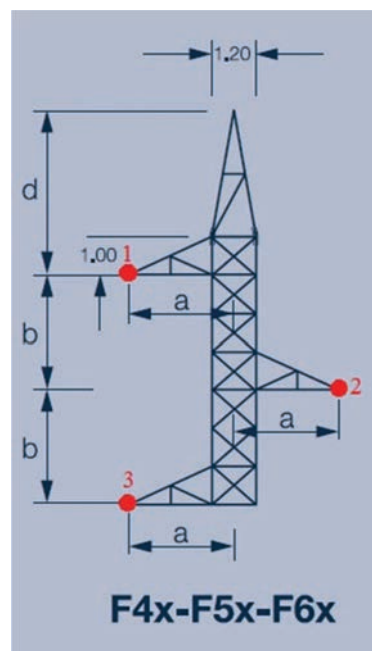


Figura 14: Configuración de la cruceta

Se conocen los valores:

- $a = 2400 \text{ mm}$
- $b = 2000 \text{ mm}$
- $c = 0 \text{ mm}$
- $d = 3700 \text{ mm}$

Con lo que se calculan las distancias d_{12} , d_{13} , d_{23} :

$$d_{12} = \sqrt{b^2 + (2 \cdot a)^2} = \sqrt{2000^2 + (2 \cdot 2400)^2} = 5200 \text{ mm}$$

$$d_{13} = 2 \cdot b = 2 \cdot 2000 = 4000 \text{ mm}$$

$$d_{23} = \sqrt{b^2 + (2 \cdot a)^2} = \sqrt{2000^2 + (2 \cdot 2400)^2} = 5200 \text{ mm}$$

Por lo tanto:

$$D_{eq} = \sqrt[3]{d_{12} \cdot d_{13} \cdot d_{23}} = \sqrt[3]{5200 \cdot 4000 \cdot 5200} = 4764,554 \text{ mm}$$

CÁLCULO DEL RADIO MEDIO GEOMÉTRICO (D_{sg})

El radio medio geométrico es la media geométrica entre el radio efectivo de un conductor y sus distancias con los demás conductores de la misma fase.

Al tratarse de una configuración simplex, se aplica la siguiente ecuación para calcular su valor:

$$D_{sg} = r'$$

Dónde r' es el radio efectivo, que es siempre inferior al radio del conductor, debido al reparto desigual del campo magnético en el interior del conductor. El radio efectivo se calcula mediante la siguiente expresión:

$$r' = r \cdot e^{-\frac{1}{4}}$$

Siendo r el radio del conductor:

$$r = 7,875 \text{ mm}$$

$$D_{sg} = r' = r \cdot e^{-\frac{1}{4}} = 7,875 \cdot e^{-\frac{1}{4}} = 6,133 \text{ mm}$$

Una vez se conocen la distancia media geométrica y el radio medio geométrico calculamos la inductancia:

$$L = \frac{\mu_0}{2 \cdot \pi} \ln \frac{D_{eq}}{D_{sg}} = \frac{4 \cdot \pi \cdot 10^{-7}}{2 \cdot \pi} \ln \frac{4764,554}{6,133} = 1,331 \cdot 10^{-6} \text{ H/m}$$

$$L = 1,331 \cdot 10^{-3} \text{ H/km}$$

2.2.5. Reactancia

La reactancia es producida por la fuerza electromotriz de autoinducción, y se calcula mediante la expresión:

$$X_{km} = 2 \cdot \pi \cdot f \cdot L$$

Dónde:

X_{km} es la reactancia por kilómetro (Ω/km).

L es la inductancia kilométrica (H/km).

f es la frecuencia de la red (50 Hz).

Con lo que se calcula:

$$X_{km} = 2 \cdot \pi \cdot f \cdot L = 2 \cdot \pi \cdot 50 \cdot 1,331 \cdot 10^{-3} = 0,418 \frac{\Omega}{\text{km}}$$

Conocida la reactancia por kilómetro se puede calcular la reactancia total X_T :

$$X_T = X_{km} \cdot L_T = 0,418 \cdot 4,63 = 1,936 \Omega$$

2.2.6. Capacidad

Los conductores de una línea eléctrica son, desde el punto de vista eléctrico, equivalentes a las armaduras de un condensador. Cuando están a potenciales distintos, adquieren una carga eléctrica dependiente de la diferencia de potencial.

Este fenómeno también aparece entre los conductores y tierra.

La capacidad de cada fase al neutro por unidad de longitud se calcula mediante la siguiente expresión:

$$C = \frac{2 \cdot \pi \cdot \epsilon_0}{\ln \frac{D_{eq}}{D_{sg}}}$$

En la que:

ϵ_0 es la permisividad del vacío ($8,85 \cdot 10^{-12}$ F/m)

$$C = \frac{2 \cdot \pi \cdot 8,85 \cdot 10^{-12}}{\ln \frac{4764,544}{6,133}} = 8,355 \cdot 10^{-12} \text{ F/m} = 8,355 \cdot 10^{-9} \text{ F/km}$$

En el cálculo de la capacidad se ha despreciado el efecto suelo sobre la misma al tener la línea una longitud inferior a 80 km.

2.2.7. Impedancia

La impedancia kilométrica de la línea viene determinada por la siguiente expresión:

$$Z_{km} = R_{km} + jX_{km}$$

Con los datos obtenidos en apartados anteriores:

$$Z_{km} = 0,242 + j0,418 \text{ } \Omega/\text{km} = 0,483 \angle 59,92^\circ \text{ } \Omega/\text{km}$$

Por lo tanto la impedancia total de la línea es:

$$Z_T = Z_{km} \cdot L = (R_{km} + jX_{km}) \cdot L = 1,121 + j1,935 = 2,237 \angle 59,92^\circ \text{ } \Omega$$

2.2.8. Conductancia

La conductancia es el valor inverso de la resistencia del aislamiento. Si el aislamiento fuera perfecto, no existiría corriente alguna entre los conductores y el apoyo, pero se sabe que esto no sucede así. La intensidad de corriente de fase está en fase con la tensión, y dará lugar a una pérdida de potencia.

La pérdida de potencia debida a la conductancia de las cadenas depende de la formación de estas, que a su vez será función de la tensión de línea, la contaminación y el estado del tiempo.

La pérdida de potencia por aislador, según el valor promedio obtenido del libro “Líneas de transporte y energía” (Luis María Checa), varía de 1-3 W en tiempo seco y de 5-20 W en tiempo húmedo.

Empleando la siguiente ecuación, obtenida del propio libro, se obtienen las pérdidas totales en las cadenas de aisladores.

$$p = 3 \cdot N \cdot A \cdot P_{\text{aislador}}$$

Dónde:

N es el número de cadenas de aisladores por fase. En cada apoyo hay 2 cadenas por fase, menos en el del principio y fin de línea, que hay solo una. Por lo tanto $N = 40$ cadenas.

A es el número de aisladores por cadena, que es 9.

P_{aislador} son las pérdidas por aislador en la hipótesis más desfavorable. Se tomara un valor de 10 W dadas las condiciones de la zona

Por lo tanto se obtiene:

$$p = 3 \cdot 40 \cdot 9 \cdot 10 = 10800 \text{ W}$$

Con ese dato, aplicando la siguiente ecuación se obtiene la conductancia.

$$G = \frac{p}{\left(\frac{U}{\sqrt{3}}\right)^2} = \frac{10800}{\left(\frac{132000}{\sqrt{3}}\right)^2} = 1,86 \cdot 10^{-6} \text{ S}$$

2.2.9. Efecto corona

El efecto corona aparece cuando hay un gradiente de tensión elevado. Este está relacionado con campos eléctricos debidos a altas densidades de carga capaces de ionizar el aire que rodea a los conductores de fase de la línea.

Este fenómeno no tiene relación directa con la resistencia de la línea, pero si afecta a su rendimiento, ya que su aparición conlleva pérdidas.

Las pérdidas se producen cuando la tensión crítica disruptiva es superior a la tensión de la línea.

La tensión crítica disruptiva es la tensión a la que el campo en la superficie del conductor excede la rigidez dieléctrica del aire y comienza el efecto corona. También existe la tensión crítica visual, superior a la tensión crítica disruptiva, que es la tensión a partir de la cual el efecto corona se hace visible.

Para calcular la tensión crítica disruptiva se utilizará la fórmula de Peek, que tiene la siguiente expresión:

$$U_d = \sqrt{3} \cdot m_d \cdot m_t \cdot \delta \cdot \epsilon_{ra} \cdot \frac{r}{\beta} \cdot \ln \frac{D}{r}$$

Dónde:

U_d es la tensión crítica disruptiva (kV)

m_d es el coeficiente de rugosidad del conductor.

1 para hilos de superficie lisa.

0,93 a 0,98 para hilos oxidados o rugosos.

0,83 a 0,87 para conductores formados por hilos.

Se utilizara el coeficiente más desfavorable (0,83)

m_t es el coeficiente meteorológico.

1 para tiempo seco.

0,8 para tiempo húmedo.

δ es el factor de corrección de la densidad el aire, que se obtiene de la siguiente manera:

$$\delta = \frac{3,921 \cdot h}{273 + \theta}$$

En la que:

h es la presión barométrica en cm de mercurio.

θ es la temperatura del aire en grados centígrados.

La presión barométrica puede calcularse como:

$$h = 76 \cdot 10^{\frac{-y}{18,4}}$$

Siendo:

y es la altura sobre el nivel del mar en kilómetros. Se toma la altura media del recorrido de la línea, que es de 0,582 km.

Con esto se obtiene:

$$h = 76 \cdot 10^{\frac{-0,582}{18,4}} = 70,662 \text{ cm de Hg}$$

La temperatura del aire puede estimarse como:

$$\theta = 25 - 5y = 25 - 5 \cdot 0,582 = 22,09 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

Por lo tanto ya puede calcularse el factor de corrección de la densidad del aire:

$$\delta = \frac{3,921 \cdot h}{273 + \theta} = \frac{3,921 \cdot 70,662}{273 + 22,09} = 0,939$$

Dónde:

$\epsilon_{ra} = 21,1 \text{ kV/cm}$, que es la rigidez dieléctrica del aire.

r es el radio del conductor en cm.

D es la distancia media geométrica entre fases en cm.

β es el factor que recoge el efecto de la disposición de los conductores en haces, siendo 1 para un conductor.

Una vez que se tienen todos los datos se puede calcular la tensión crítica disruptiva, de la que se obtendrán dos valores:

Para tiempo seco:

$$U_d = \sqrt{3} \cdot 0,83 \cdot 1 \cdot 0,939 \cdot 21,1 \cdot \frac{0,7875}{1} \cdot \ln \frac{476,455}{0,7875} = 143,769 \text{ kV}$$

Para tiempo húmedo:

$$U_d = \sqrt{3} \cdot 0,83 \cdot 0,8 \cdot 0,939 \cdot 21,1 \cdot \frac{0,7875}{1} \cdot \ln \frac{476,455}{0,7875} = 115,016 \text{ kV}$$

2.2.10. Caída de tensión

La caída de tensión es uno de los factores limitantes para la transferencia de potencia en la línea. En régimen permanente, esta caída no puede representar más del 5% para garantizar una buena calidad del servicio. La caída de tensión de una línea se puede determinar con la siguiente expresión:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot I_n \cdot L \cdot (R_{km} \cos \varphi + X_{km} \sin \varphi)$$

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot 328,04 \cdot 4,63 \cdot (0,242 \cos 25,842 + 0,418 \sin 25,842) = 1052,938 \text{ V}$$

$$\Delta U(\%) = \frac{\Delta U}{U_n} \cdot 100 = \frac{1052,938}{132000} \cdot 100 = 0,798 \%$$

Siendo:

ΔU la caída de tensión en V.

U_n es la tensión nominal de la línea en V.

I_n es la intensidad de la línea en A.

L la longitud de la línea en km.

R_{km} es la resistencia por fase y por kilómetro en Ω/km .

X_{km} es la reactancia por fase y por kilómetro en Ω/km .

φ es el ángulo de desfase de la línea.

2.2.11. Capacidad de transporte

La potencia máxima que puede transportar la línea en régimen permanente está restringida por los siguientes aspectos:

- Densidad de corriente máxima.
- Caída de tensión máxima admisible.
- Límite térmico.

2.2.11.1. Máxima potencia a transportar limitada por la densidad de corriente máxima admisible

Conociendo la máxima densidad de corriente que puede circular por el conductor, se puede calcular la corriente máxima que puede transportar la línea y a su vez la máxima potencia que se puede transportar:

$$P_{m\acute{a}x} = \sqrt{3} \cdot U \cdot I_{m\acute{a}x} \cdot \cos \varphi$$

Dónde:

$P_{m\acute{a}x}$ es la potencia máxima que puede transportar la línea, en kW.

$I_{m\acute{a}x}$ es la intensidad máxima admisible, $I_{m\acute{a}x} = 380,82$ A.

U es la tensión nominal, $U = 132$ kV.

$\cos \varphi$ es el factor de potencia de la red, $\cos \varphi = 0,9$

Sustituyendo en la ecuación se obtiene:

$$P_{m\acute{a}x} = \sqrt{3} \cdot 132 \cdot 380,82 \cdot 0,9 = 78360,431 \text{ kW}$$

2.2.11.2. Máxima potencia a transportar limitada por la caída de tensión máxima admisible

Se calculará la máxima potencia a transportar limitada por la caída de tensión máxima admisible mediante la siguiente expresión:

$$P_{m\acute{a}x} = \frac{10 \cdot U^2}{(R_{km} + X_{km} \cdot \tan \varphi) \cdot L} \cdot \Delta U_{m\acute{a}x}(\%)$$

Dónde:

$P_{m\acute{a}x}$ es la potencia máxima que puede transportar la línea, en kW.

U es la tensión nominal en kV.

R_{km} es la resistencia por kilómetro de línea en Ω/km .

X_{km} es la reactancia por fase y por kilómetro en Ω/km .

φ es el desfase en grados, $\varphi = 25,842^\circ$

L es la longitud de la línea en km.

$\Delta U_{m\acute{a}x}(\%)$ es la caída máxima de tensión admisible en %. $\Delta U_{m\acute{a}x}(\%) = 5\%$.

$$P_{m\acute{a}x} = \frac{10 \cdot 132^2}{(0,2422 + 0,418 \cdot \tan 25,842) \cdot 4,63} \cdot 5 = 423176,234 \text{ kW}$$

2.2.11.3. Máxima potencia a transportar por límite térmico

Para evitar un excesivo calentamiento de los conductores, se calculara la máxima potencia a transportar por la línea por límite térmico. Para ello se utilizara la expresión de balance térmico en una línea:

$$R'_{ca,Tmax} \cdot I_{max}^2 = Q_r + Q_c - Q_s$$

Dónde:

$R'_{ca,Tmax}$ es la resistencia en alterna a la temperatura máxima.

Q_r es el calor evacuado por radiación en W/m.

Q_c es el calor evacuado por convección en W/m.

Q_s es calor recibido por radiación solar en W/m.

CÁLCULO DEL CALOR EVACUADO POR RADIACIÓN

El calor evacuado por radiación se calcula mediante la siguiente expresión:

$$Q_r = \epsilon \cdot \sigma \cdot \pi \cdot D \cdot (T_{max}^4 - T_a^4)$$

Dónde:

$\epsilon = 0,5$, es el factor de emisividad infrarroja.

$\sigma = 5,66962 \cdot 10^{-8}$ W/(m²K⁴) es la constante de Stefan-Boltzmann.

D es el diámetro del conductor en metros. D = 0,01575.

T_{max} es la temperatura máxima del conductor en grados Kelvin. $T_{max} = 348$ K.

T_a es la temperatura ambiental en grados Kelvin. $T_a = 293$ K

Por lo que se puede obtener

$$Q_r = 0,5 \cdot 5.66961 \cdot 10^{-8} \cdot \pi \cdot 0,01575 \cdot (348^4 - 293^4) = 10,234 \frac{W}{m}$$

CALOR EVACUADO POR CONVECCIÓN

Se calcula con las siguientes expresiones:

$$Q_c = \max(Q_{c1}, Q_{c2})$$

$$Q_{c1} = [1,01 + 11,27 \cdot (d \cdot V)^{0,52}] \cdot 0,02723 \cdot (T_{max} - T_a)$$

$$Q_{c2} = 0,23714 \cdot (d \cdot V)^{0,6} \cdot (T_{max} - T_a)$$

Dónde:

V es la velocidad media del viento en m/s. $V = 5,4$ m/s

d es el diámetro del conductor en mm. $d = 15,75$ mm.

T_{\max} es la temperatura máxima del conductor en grados Kelvin. $T_{\max} = 348$ K.

T_a es la temperatura ambiente en grados Kelvin. $T_a = 293$ K.

Por lo que:

$$Q_{c1} = [1,01 + 11,27 \cdot (15,75 \cdot 5,4)^{0,52}] \cdot (348 - 293) = 171,636 \frac{W}{m}$$

$$Q_{c2} = 0,23714 \cdot (15,75 \cdot 5,4)^{0,6} \cdot (348 - 293) = 187,574 \frac{W}{m}$$

$$Q_c = Q_{c2} = 187,574 \frac{W}{m}$$

CALOR RECIBIDO POR RADIACIÓN SOLAR

El calor recibido por radiación solar se calcula mediante:

$$Q_s = \beta \cdot W_s \cdot D$$

Dónde:

$\beta = 0,5$. Es el factor de absorción solar.

$W_s = 310,845$ W/m² es la radiación solar.

D es el diámetro del conductor en metros.

$$Q_s = 0,5 \cdot 310,845 \cdot 0,01575 = 2,448 \frac{W}{m}$$

RESISTENCIA EN ALTERNA A TEMPERATURA MÁXIMA

La resistencia en alterna a temperatura máxima se calcula de la siguiente manera:

$$K_{pelicular} = \frac{R_{ca,20}}{R_{cc,20}}$$

$$R_{cc,Tmax} = \rho_{20} \cdot \frac{l}{S} \cdot [1 + \alpha \cdot (T_{max} - 20)] = R_{20} \cdot [1 + \alpha \cdot (T_{max} - 20)]$$

$$R_{ca,Tmax} = R_{cc,Tmax} \cdot K$$

Dónde:

$R_{ca,Tmax}$ es la resistencia en alterna a la temperatura máxima en Ω/km .

$K_{pelicular}$ es la constante debido al efecto pelicular de la corriente alterna.

ρ_{20} es la resistividad a $20^\circ C$.

R_{20} es la resistencia a $20^\circ C$ del conductor en Ω/km .

α es el coeficiente de dilatación lineal en $^\circ C^{-1}$.

$$K_{pelicular} = \frac{R_{ca,20}}{R_{cc,20}} = \frac{0,2393}{0,2422} = 0,988$$

$$R_{cc,Tmax} = 0,2422 \cdot [1 + 17,8 \cdot 10^{-6} \cdot (75 - 20)] = 0,2424 \Omega/km$$

$$R_{ca,Tmax} = 0,2424 \cdot 0,988 = 0,9395 \Omega/km$$

Por lo tanto, una vez calculados todos los elementos necesarios, se puede calcular la intensidad máxima que puede circular por el conductor debido al límite térmico aplicando la ecuación anteriormente mencionada:

$$I_{max} = \sqrt{\frac{Q_r + Q_c - Q_s}{R_{ca,Tmax}}} = \sqrt{\frac{10,234 + 187,574 - 2,448}{2,395 \cdot 10^{-4}}}$$

$$I_{max} = 903,096 A$$

Una vez obtenida la corriente se puede calcular la máxima potencia a transportar por límite térmico mediante la siguiente ecuación:

$$P_{max} = \sqrt{3} \cdot U \cdot I_{max} \cdot \cos \varphi = \sqrt{3} \cdot 132 \cdot 903,096 \cdot 0,9$$

$$P_{max} = 185827,909 kW$$

2.2.11.4. Conclusiones

Tras analizar los cálculos realizados de la potencia máxima a transportar, se llega a la conclusión de que el criterio de densidad máxima admisible es el más restrictivo y por lo tanto el que limitará la capacidad de transporte de la línea, que se establece en 78360,431 kW.

2.2.12. Potencia activa transportada

Al conocer que la potencia aparente que sale de la subestación es de 75 MVA y el factor de potencia es de 0,9, se puede calcular mediante la siguiente fórmula la potencia activa transportada.

$$P = S \cos \varphi = 75 \cdot 0,9 = 67,5 \text{ MW}$$

Se puede comprobar que la potencia activa transportada por la línea es inferior a la potencia activa máxima que se puede transportar por la línea.

2.2.13. Pérdidas por efecto Joule

Las pérdidas por efecto Joule a lo largo de la línea se calculan mediante la siguiente expresión:

$$P_{Joule} = 3 \cdot R_{km} \cdot L \cdot I^2$$

Dónde:

P_{Joule} son las pérdidas de potencia por efecto Joule en W.

R_{km} es la resistencia por fase y kilómetro en Ω/km . $R_{km} = 0,2422 \Omega/\text{km}$.

I es la intensidad de la línea. $I = 328,04 \text{ A}$.

L es la longitud de la línea. $L = 4,63 \text{ km}$.

$$P_{Joule} = 3 \cdot 0,2422 \cdot 4,63 \cdot 328,04^2 = 362017,691 \text{ W}$$

Si se compara con la potencia activa calculada en el apartado 2.2.11 se puede obtener el % de potencia de pérdidas por efecto Joule.

$$P_{Joule} (\%) = \frac{P_{Joule}}{P} \cdot 100 = \frac{362017,691 \text{ W}}{67,5 \cdot 1000000} \cdot 100 = 0,54\%$$

2.2.14. Resumen de las magnitudes calculadas

A continuación se resumen las constantes kilométricas y las características eléctricas de la línea.

CONSTANTES KILOMÉTRICAS:

CONSTANTE	VALOR
Resistencia eléctrica	0,2422 Ω /km
Inductancia	$1,33 \cdot 10^{-3}$ H/km
Reactancia	0,42 Ω /km
Capacidad	$8,36 \cdot 10^{-9}$ F/km
Impedancia	$0,48 \angle 59,92^\circ$ Ω /km

Tabla 21: Constantes kilométricas

CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS:

CARACTERÍSTICAS	VALORES
Densidad corriente máxima	2,59 A/mm ²
$I_{\text{máx}}$ admisible (por densidad de corriente)	380,82 A
Resistencia eléctrica	1,12 Ω
Reactancia	1,94 Ω
Tensión crítica disruptiva (seco)	143,77 kV
Tensión crítica disruptiva (húmedo)	115,02 kV
Impedancia	$2,24 \angle 59,921^\circ$ Ω
Caída de tensión (%)	0,80
Potencia transportada	67,5 MW
$P_{\text{máx}}$ (por densidad de corriente)	89,27 MW
$P_{\text{máx}}$ (por caída de tensión)	475,74 MW
$P_{\text{máx}}$ (por límite térmico)	185,83 MW
Potencia de pérdidas	362,02 kW

Tabla 22: Características eléctricas de la línea

2.3. CÁLCULO MECÁNICO DEL CONDUCTOR Y DEL CABLE DE TIERRA

2.3.1. Características mecánicas del conductor y del cable de tierra

Las características mecánicas principales del conductor y del cable de tierra se muestran a continuación en las tablas

CONDUCTOR DE FASE

Denominación	LA-145
Material	Aluminio reforzado con acero
Sección total (mm ²)	147,1
Sección de aluminio (mm ²)	119,3
Sección de acero (mm ²)	27,8
Composición (Al/Acero)	30x2,25 + 7x2,25
Diámetro aparente (mm)	15,75
Peso (kg/km)	548,0
Carga de rotura (daN)	5410
Módulo elástico (daN/mm ²)	8036
Coefficiente de dilatación lineal (°C ⁻¹)	$1,78 \cdot 10^{-05}$

Tabla 23: Características mecánicas del conductor

CABLE DE TIERRA

Denominación	OPGW-15 KA
Material	Aluminio reforzado con acero
Sección total (mm ²)	98,9
Sección de aluminio (mm ²)	32,4
Sección de acero recubierto de Al (mm ²)	66,5
Composición (Al/Acero)	9,5 ϕ_{ext} x 7,0 ϕ_{int} + 15 x 2,38
Diámetro del cable (mm)	14,25
Peso (kg/km)	565
Carga de rotura (daN)	8722
Módulo elástico (daN/mm ²)	12446
Coefficiente de dilatación lineal (°C ⁻¹)	$1,455 \cdot 10^{-05}$

Tabla 24: Características mecánicas del cable de tierra

2.3.2. Cargas y sobrecargas a considerar

Según el artículo 3.1 de la ITC-LAT-07, las cargas y sobrecargas a considerar se distinguen según:

- Cargas permanentes.
- Sobrecarga debida a la acción del viento.
- Sobrecarga debida al hielo.

A parte de esto se calculará la carga total (sobrecarga debida a la acción del peso y viento), y la sobrecarga debida a la acción de viento y hielo.

2.3.2.1. Cargas permanentes

Se considerará la carga vertical debida al peso del propio conductor, que se calcula de la siguiente manera:

- Conductor LA-145

$$P = 548 \frac{kg}{km}$$

Para obtener el valor en daN/m se realiza la siguiente conversión de unidades:

$$P = 548 \frac{kg}{km} \cdot \frac{1}{1000} \frac{km}{m} \cdot 0,98 \frac{daN}{kg} = 0,537 \frac{daN}{m}$$

- Cable de tierra OPGW-15 KA

$$P = 565 \frac{kg}{km} \cdot \frac{1}{1000} \frac{km}{m} \cdot 0,98 \frac{daN}{kg} = 0,5537 \frac{daN}{m}$$

2.3.2.2. Sobrecarga debida a la acción del viento

Según El artículo 3.1.2.1 de Reglamento, la presión producida por el viento sobre el conductor o cable de tierra viene dada por la siguiente expresión:

$$P_v = k \cdot d$$

Dónde:

P_v es la presión del viento en daN/m.

d es el diámetro del conductor en metros.

k en daN/m², se calcula mediante una de las siguientes expresiones:

$$k = 60 \cdot \left(\frac{V_v}{120} \right)^2 \text{ si } d \leq 16 \text{ mm}$$

O

$$k = 50 \cdot \left(\frac{V_v}{120} \right)^2 \text{ si } d > 16 \text{ mm}$$

Dónde:

V_v es la velocidad del viento en km/h. Para líneas que no son de categoría especial se toma 120 km/h.

- Conductor LA-145:

Como el diámetro de este cable es 15,75 mm < 16mm, se emplea la siguiente expresión:

$$k = 60 \cdot \left(\frac{120}{120} \right)^2 = 60$$

Sabiendo el valor de k se puede calcular la presión producida por el viento:

$$P_v = k \cdot d = 60 \cdot 0,01575 = 0,945 \frac{daN}{m} = 0,964 \frac{kg}{m}$$

- Cable de tierra OPGW-15 KA

Como el diámetro de este cable es 14,25 mm < 16mm, se emplea la siguiente expresión:

$$k = 60 \cdot \left(\frac{120}{120} \right)^2 = 60$$

Sabiendo el valor de k se puede calcular la presión producida por el viento:

$$P_v = k \cdot d = 60 \cdot 0,01425 = 0,855 \frac{daN}{m} = 0,872 \frac{kg}{m}$$

Para calcularse la carga total deben componerse vectorialmente el peso y la fuerza del viento.

2.3.2.3. *Peso aparente por sobrecarga de viento*

La carga total se obtiene mediante la suma vectorial del peso y la presión del viento. La composición se puede observar en la figura.

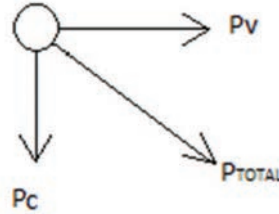


Figura 15: Sobrecarga de viento

- Conductor LA-145:

$$P_T = \sqrt{P_V^2 + P_C^2} = \sqrt{0,945^2 + 0,537^2} = 1,087 \frac{daN}{m} = 1,109 \frac{kg}{m}$$

- Cable de tierra OPGW-15 KA:

$$P_T = \sqrt{P_V^2 + P_C^2} = \sqrt{0,855^2 + 0,5537^2} = 1,019 \frac{daN}{m} = 1,039 \frac{kg}{m}$$

2.3.2.4. *Sobrecarga debida al hielo*

Las sobrecargas producidas por el hielo se calculan según la zona en la que se encuentra la línea. Al estar la línea situada en la zona B, se obtiene (en daN/m) mediante la siguiente expresión:

$$P_H = 0,18 \cdot \sqrt{d}$$

Dónde:

P_H es el peso del hielo en daN/m.

d es el diámetro del conductor o cable de tierra en milímetros.

Sustituyendo para ambos casos:

- Conductor LA-145

$$P_H = 0,18 \cdot \sqrt{15,75} = 0,714 \frac{daN}{m} = 0,729 \frac{kg}{m}$$

- Cable de tierra OPGW-15 KA

$$P_H = 0,18 \cdot \sqrt{14,25} = 0,679 \frac{daN}{m} = 0,693 \frac{kg}{m}$$

2.3.2.5. *Peso aparente por sobrecarga de hielo*

Para calcular la sobrecarga debida al peso y al hielo, basta con realizar la suma de ambos de la siguiente manera:

$$P_{C+H} = P_C + P_H$$

Dónde:

P_{C+H} es la carga del peso más el hielo en kg/m.

P_C es el peso del conductor en kg/m.

P_H es la carga debida al peso del manguito de hielo en kg/m.

- Conductor LA-145

$$P_{C+H} = 0,548 + 0,729 = 1,277 \frac{kg}{m}$$

- Cable tierra OPGW-15 KA

$$P_{C+H} = 0,565 + 0,693 = 1,258 \frac{kg}{m}$$

2.3.2.6. *Peso aparente por sobrecarga de hielo y viento*

En la sobrecarga producida por viento y hielo también se tiene que considerar el peso del propio conductor. Para ello se realiza una suma vectorial de la siguiente manera:

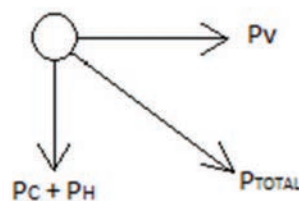


Figura 16: Sobrecarga de hielo y viento

Al formarse un manguito de hielo alrededor del conductor, el diámetro que se tiene en cuenta al calcular la hipótesis de viento cambia.

Por lo tanto, lo primero que se calcula es la sección del manguito de hielo, el cual tiene un peso específico de 750 kg/m^3 .

$$S_H = \frac{P_H}{pe}$$

Dónde:

S_H es la sección del manguito de hielo.

P_H es la carga debida al peso del manguito de hielo en kg/m.

pe es el peso específico del hielo.

Sustituyendo en la ecuación para los dos casos:

- Conductor LA-145

$$S_H = \frac{0,729}{750} = 9,72 \cdot 10^{-4} m^2 = 972 mm^2$$

Considerando que el manguito de hielo tiene forma circular, su diámetro será:

$$d_H = \sqrt{\frac{S_H}{\pi} + \left(\frac{d}{2}\right)^2} \cdot 2 = \sqrt{\frac{972}{\pi} + \left(\frac{15,75}{2}\right)^2} \cdot 2 = 38,543 mm$$

Con este valor se puede calcular el valor del peso del viento considerando una velocidad de viento de 60 km/h: (tabla 4 de 3.2.1 RLAT)

$$P_V = k \cdot d_H = 60 \cdot \left(\frac{V_V}{120}\right)^2 \cdot d_H = 60 \cdot \left(\frac{60}{120}\right)^2 \cdot 0,0385 = 0,578 \frac{daN}{m} = 0,589 \frac{kg}{m}$$

- Cable de tierra OPGW-15 KA

$$S_H = \frac{0,693}{750} = 9,2447 \cdot 10^{-4} m^2 = 924,47 mm^2$$

Considerando que el manguito de hielo tiene forma circular, su diámetro será:

$$d_H = \sqrt{\frac{S_H}{\pi} + \left(\frac{d}{2}\right)^2} \cdot 2 = \sqrt{\frac{924,47}{\pi} + \left(\frac{14,25}{2}\right)^2} \cdot 2 = 37,15 mm$$

Con este valor se puede calcular el valor del peso del viento considerando una velocidad de viento de 60 km/h:

$$P_V = k \cdot d_H = 60 \cdot \left(\frac{V_V}{120}\right)^2 \cdot d_H = 60 \cdot \left(\frac{60}{120}\right)^2 \cdot 0,03715 = 0,557 \frac{daN}{m} = 0,569 \frac{kg}{m}$$

Ya solo queda calcular la acción conjunta del hielo más el viento. Para tal fin se utilizará la siguiente expresión:

$$P_T = \sqrt{(P_C + P_H)^2 + (P_V)^2}$$

Dónde:

P_T es la carga total en kg/m.

P_C es el peso del conductor en kg/m.

P_H es la carga debida al peso del manguito de hielo en kg/m.

P_V es la carga debida a la acción del viento de 60 km/h en kg/m.

- Conductor LA-145

$$P_T = \sqrt{(0,548 + 0,729)^2 + (0,589)^2} = 1,406 \frac{kg}{m}$$

- Cable de tierra OPGW-15 KA

$$P_T = \sqrt{(0,565 + 0,693)^2 + (0,569)^2} = 1,381 \frac{kg}{m}$$

2.3.2.7. Tabla resumen de pesos aparentes

HIPÓTESIS	LA-145	OPGW-15 KA
PESO (kg/m)	0,548	0,565
HIELO (kg/m)	0,729	0,693
PESO+HIELO (kg/m)	1,277	1,258
PESO+VIENTO (kg/m)	1,110	1,039
PESO+HIELO+VIENTO (kg/m)	1,406	1,381

Tabla 25: Pesos aparentes

2.3.3. Ecuación de cambio de condiciones

Los conductores e hilos de tierra de las líneas eléctricas aéreas están sujetos a la influencia de:

- Variaciones de temperatura.
- La acción del viento.
- La formación de hielo.

Estas magnitudes son de origen climatológico y cada uno de estos factores afecta a la tensión mecánica, a la longitud del conductor y a la flecha. Es por ello que se hace necesario relacionar estas variables, y esto se realiza mediante la “ecuación de cambio de condiciones”, que tiene la siguiente expresión:

$$t_2^2 \cdot [t_2 - (K - \alpha \cdot E(\theta_2 - \theta_1))] = \frac{a^2 \cdot p_2^2 \cdot E}{24 \cdot s^2}$$

Siendo:

$$K = t_1 - \frac{a^2 \cdot p_1^2 \cdot E}{24 \cdot s^2 \cdot t_1^2}$$

Dónde:

E es el módulo de elasticidad en kg/mm².

α es el coeficiente de dilatación lineal por grado de temperatura.

a es el vano en metros.

S es la sección en mm².

t₁, t₂ son las tensiones en kg/mm².

Θ_1 , Θ_2 son las temperaturas en °C.

p₁, p₂ son los pesos aparentes en kg/m.

Los subíndices 1 y 2 se refieren a cada una de las dos condiciones en las que se aplica la ecuación.

Esta ecuación relaciona dos estados de tensión con sus respectivas temperaturas y sobrecargas cada uno. A partir de unas condiciones iniciales en las que se sabe el valor de t₁, p₁ y Θ_1 se puede saber la tensión t₂ conociendo la temperatura Θ_2 y sobrecarga p₂ de las condiciones que se quieren calcular.

La tensión en el punto de apoyo del conductor es distinta a la tensión en el punto más bajo del conductor. Para calcularla se compondrá vectorialmente la tensión horizontal y el peso. Dado que la inclinación del conductor es el apoyo es relativamente pequeña se suele considerar constante a lo largo de todo el conductor.

2.3.4. Cálculos mecánicos a considerar

Según el artículo 3.2 de la ITC-LAT-07 se realizarán para la zona B los siguientes cálculos mecánicos:

- Tracción máxima admisible.
- Comprobación de los fenómenos vibratorios.
- Flechas máximas de los conductores y cables de tierra.

2.3.5. Tracción máxima admisible

El Reglamento establece que la tracción máxima admisible de los conductores y cables de tierra no resultará superior a su carga de rotura, dividida por un coeficiente como mínimo de 2,5 (en el presente estudio se utilizará un coeficiente de seguridad de valor igual a 3), considerándose sometidos a la hipótesis de sobrecarga que se presenta en la tabla 26.

HIPÓTESIS	T (°C)	S. VIENTO	S. HIELO
1) Tracción máxima viento	-10	120 km/h	N/A
2) Tracción máxima hielo	-15	N/A	Calculada 2.3.2.5
3) Tracción máxima hielo + viento	-15	60 km/h	Calculada 2.3.2.6

Tabla 26: Condiciones e hipótesis que limitan la tracción máxima

Al ser la hipótesis de tracción máxima de hielo más viento la más restrictiva, es la que se empleará para los siguientes cálculos.

La tracción máxima admisible se calcula mediante la siguiente expresión:

$$T_{m\acute{a}x adm} = \frac{Q_r}{cs}$$

Dónde:

$T_{m\acute{a}x adm}$ es la tracción máxima admisible en kg.

Q_r es la carga de rotura en kg.

cs es el coeficiente de seguridad, que es igual a 3.

- Conductor LA-145:

$$Q_r = 5410 \text{ daN} = 5520,408 \text{ kg}$$

$$T_{m\acute{a}x adm} = \frac{5520,408}{3} = 1840,136 \text{ Kg}$$

- Cable de tierra OPGW-15 KA:

$$Q_r = 8900 \text{ daN} = 9081,633 \text{ kg}$$

$$T_{m\acute{a}x adm} = \frac{9081,633}{3} = 3027,211 \text{ kg}$$

TENSIÓN UNITARIA

La tensión unitaria máxima se calcula como el cociente entre la tracción máxima admisible y la sección del conductor.

- Conductor LA-145:

$$t_{máx adm} = \frac{T_{máx adm}}{S_{conductor}} = \frac{1840,136}{147,1} = 12,509 \frac{kg}{mm^2}$$

- Cable OPGW-15 KA:

$$t_{máx adm} = \frac{T_{máx adm}}{S_{conductor}} = \frac{3027,211}{98,9} = 30,609 \frac{kg}{mm^2}$$

2.3.6. Vano ideal de regulación

Si el cálculo de las tensiones y flechas se hiciese de modo independiente para cada uno de los vanos del tramo, en función de las diferentes longitudes de los vanos, habría que tensar de manera distinta en vanos contiguos, pero como los cables cuelgan de cadenas de aisladores de suspensión, las diferencias de tensión quedarían automáticamente anuladas por las inclinaciones que en sentido longitudinal tomarían dichas cadenas, cuya posición correcta es precisamente vertical y no inclinada.

Puesto que en un tramo de línea constituido por una serie de apoyos de alineación, limitada por dos de anclaje, las cadenas de suspensión (verticales) no pueden absorber las diferencias de tensado, debidas a las distintas longitudes de los vanos, deberemos admitir que las tensiones de los cables, iguales en todos los vanos, varíen como lo haría el de un vano teórico que le llamaremos "Vano ideal de regulación".

Es necesario, por consiguiente, que las tablas de tendido de los distintos vanos tengan una misma tensión para cada valor de la temperatura, siendo la variación de la flecha quien compense las diferencias de longitud de los vanos.

Tal tensión variará, como se ha dicho antes, si lo hace la temperatura, las condiciones meteorológicas, las sobrecargas, etc., pero en todo momento deberá tener un valor uniforme a lo largo del tramo.

El vano ideal de regulación a_r puede calcularse mediante la fórmula siguiente:

$$a_r = \sqrt{\frac{a_1^3 + a_2^3 + \dots + a_n^3}{a_1 + a_2 + \dots + a_n}}$$

Dónde:

a_r es el vano ideal de regulación

a_i es cada uno de los vanos comprendidos entre dos apoyos de amarre

Obtenemos así 4 vanos de regulación distintos a_{r1} entre los apoyos 1 y 2; a_{r2} entre los apoyos 2 y 7; a_{r3} entre los apoyos 7 y 10; y a_{r4} entre los apoyos 10 y 21.

$$a_{r1} = \sqrt{\frac{223^3}{223}} = 223 \text{ m}$$

$$a_{r2} = \sqrt{\frac{200^3 + 206^3 + 197^3 + 203^3 + 215^3}{200 + 206 + 197 + 203 + 215}} = 204,48 \text{ m}$$

$$a_{r3} = \sqrt{\frac{200^3 + 206^3 + 251^3}{200 + 206 + 251}} = 222,60 \text{ m}$$

$$a_{r4} = \sqrt{\frac{221^3 + 249^3 + 251^3 + 252^3 + 6 \cdot 250^3 + 251^3}{221 + 249 + 251 + 252 + 6 \cdot 250 + 251}} = 248,06 \text{ m}$$

2.3.7. Comprobación de los fenómenos vibratorios

A la hora de determinar las tracciones mecánicas de los conductores y cables de tierra, deberá tenerse en cuenta la incidencia de posibles fenómenos vibratorios que pueden, no sólo acortar la vida útil de los mismos, sino también dar lugar a desgaste y fallos en herrajes, aisladores y accesorios, e incluso en elementos de los apoyos. Estos fenómenos son producidos por la vibración eólica y en el caso de conductores en haz, además, la vibración del subvano (entre separadores).

La elección de una tracción adecuada a la temperatura ambiente y el uso de amortiguadores y separadores debidamente posicionados ayudan a prevenir estos fenómenos.

En general, se recomienda que la tracción a temperatura de 15°C no supere el 22% de la carga de rotura, si se realiza el estudio de amortiguamiento y se instalan dichos dispositivos, o bien no supere el 15% de la carga de rotura si no se instalan.

También se recomienda la instalación de grapas de suspensión con varillas de protección.

Una práctica habitual en el cálculo de líneas es la de considerar las siguientes hipótesis, ambas sin hielo ni viento:

- Tensión de Cada Día (TCD): la tensión a 15°C no debe exceder el 20% de la carga de rotura.
- Tensión en horas frías (THF): la tensión a -5°C no debe de exceder el 22,5% de la carga de rotura.

2.3.7.1. Tensión de cada día

Según lo dispuesto en el apartado anterior, la TCD a 15°C no puede exceder el 20% de la carga de rotura. Para el cálculo se empleará la ecuación de cambio de condiciones explicada en el apartado 2.3.3:

$$t_2^2 \cdot [t_2 - (K - \alpha \cdot E(\theta_2 - \theta_1))] = \frac{a^2 \cdot p_2^2 \cdot E}{24 \cdot s^2}$$

$$K = t_1 - \frac{a^2 \cdot p_1^2 \cdot E}{24 \cdot s^2 \cdot t_1^2}$$

Para calcularla se tendrá en cuenta:

- Conductor LA-145:
 - CONDICIÓN 1: Hipótesis más desfavorable, debida a una sobrecarga de hielo más viento.

$p_1 = 1,406 \text{ kg/m}$, que corresponde al peso aparente del conductor en la hipótesis más desfavorable.

$t_1 = 12,509 \text{ kg/mm}^2$, que corresponde a la tensión máxima admisible.

$\theta_1 = -15^\circ\text{C}$

- CONDICIÓN 2: Se tendrá en cuenta la hipótesis descrita.

$p_2 = 0,9761 \text{ kg/m}$.

$\theta_2 = 15^\circ\text{C}$

Además se utilizarán los siguientes valores:

$E = 8200 \text{ kg/mm}^2$.

$\alpha = 1,78 \cdot 10^{-5} \text{ }^\circ\text{C}^{-1}$

a es el vano en cada caso referido en metros.

$s = 147,1 \text{ mm}^2$

$Q_r = 5520,408 \text{ kg}$

La tensión de cada día, calculada para cada vano, está indicada en la tabla 27.

	VANO (m)	Vano ideal (m)	t_2 (kg/mm ²)
1	223	223	5,633
2	200	204,48	5,760
3	206	204,48	5,760
4	197	204,48	5,760
5	203	204,48	5,760
6	215	204,48	5,760
7	200	222,6	5,636
8	206	222,6	5,636
9	251	222,6	5,636
10	221	248,06	5,498
11	249	248,06	5,498
12	251	248,06	5,498
13	252	248,06	5,498
14	250	248,06	5,498
15	250	248,06	5,498
16	250	248,06	5,498
17	250	248,06	5,498
18	250	248,06	5,498
19	250	248,06	5,498
20	251	248,06	5,498

Tabla 27: Tensión de cada día para cada vano del conductor LA-145

Para conocer si el valor es inferior al 20% de la carga de rotura, se multiplicará el valor más alto de t_2 por la sección:

$$20\% \text{ de } Q_r = 0,2 \cdot 5520,408 = 1104,082 \text{ kg}$$

$$\text{máx}(t_2) = 5,760 \frac{\text{kg}}{\text{mm}^2}$$

$$\text{máx}(t_2) \cdot s = 5,760 \cdot 147,1 = 847,296 \text{ kg} < 20\% \text{ de } Q_r$$

- Cable de tierra OPGW-15 KA:

- CONDICIÓN 1: Hipótesis más desfavorable, debida a una sobrecarga de hielo más viento.

$p_1 = 1,381 \text{ kg/m}$, que corresponde al peso aparente del conductor en la hipótesis más desfavorable.

$t_1 = 29,997 \text{ kg/m}$, que corresponde a la tensión máxima admisible.

$\Theta_1 = -15^\circ\text{C}$

- CONDICIÓN 2: Se tendrá en cuenta la hipótesis descrita.

$p_2 = 0,565 \text{ kg/m}$.

$\Theta_2 = 15^\circ\text{C}$

Además se utilizarán los siguientes valores:

$E = 12700 \text{ kg/mm}^2$.

$\alpha = 1,46 \cdot 10^{-5} \text{ }^\circ\text{C}^{-1}$

a es el vano en cada caso referido en metros.

$s = 98,9 \text{ mm}^2$

$Q_r = 8900 \text{ kg}$

La tensión de cada día, calculada para cada vano, está indicada en la tabla 28.

	VANO (m)	Vano ideal (m)	t_2 (kg/mm ²)
1	223	223	20,747
2	200	204,48	21,258
3	206	204,48	21,258
4	197	204,48	21,258
5	203	204,48	21,258
6	215	204,48	21,258
7	200	222,6	20,758
8	206	222,6	20,758
9	251	222,6	20,758
10	221	248,06	20,044
11	249	248,06	20,044
12	251	248,06	20,044
13	252	248,06	20,044
14	250	248,06	20,044
15	250	248,06	20,044
16	250	248,06	20,044
17	250	248,06	20,044
18	250	248,06	20,044
19	250	248,06	20,044
20	251	248,06	20,044

Tabla 28: Tensión de cada día para cada vano del cable de tierra OPGW-15 KA

Para conocer si el valor es inferior al 20% de la carga de rotura, se multiplicará el valor más alto de t_2 por la sección:

$$20\% \text{ de } Q_r = 0,2 \cdot 8900 = 1780 \text{ kg}$$

$$\max(t_2) = 21,258 \frac{\text{kg}}{\text{mm}^2}$$

$$\max(t_2) \cdot s = 21,258 \cdot 98,9 = 2102,416 \text{ kg} > 20\% \text{ de } Q_r$$

t_2 por la sección es un 23,62% que la carga de rotura. A continuación se va a calcular a partir de qué valor de tensión se supera en 20% de Q_r :

$$t_2(20\%Q_r) < \frac{20\% \text{ de } Q_r}{s} = 17,998 \frac{\text{kg}}{\text{mm}^2}$$

Al ser esta tensión inferior a la mínima se colocarán dispositivos antivibratorios en el cable de tierra OPGW-15 KA en todos sus vanos.

2.3.7.2. Tensión en horas frías

Según lo dispuesto en apartados anteriores, la THF a -5°C , no puede exceder el 22,5% de la carga de rotura. Para el cálculo de hará uso de la ecuación de cambio de condiciones explicada en el apartado 2.3.3, que presenta la siguiente expresión:

$$t_2^2 \cdot [t_2 - (K - \alpha \cdot E(\theta_2 - \theta_1))] = \frac{a^2 \cdot p_2^2 \cdot E}{24 \cdot s^2}$$

$$K = t_1 - \frac{a^2 \cdot p_1^2 \cdot E}{24 \cdot s^2 \cdot t_1^2}$$

De manera que para calcular la Tensión en Horas Frías se tendrá en cuenta lo siguiente:

- Conductor LA-145:
 - CONDICIÓN 1: Hipótesis más desfavorable, debida a una sobrecarga de hielo más viento.

$p_1 = 1,406 \text{ kg/m}$, que corresponde al peso aparente del conductor en la hipótesis más desfavorable.

$t_1 = 12,509 \text{ kg/mm}^2$, que corresponde a la tensión máxima admisible.

$\theta_1 = -15^{\circ}\text{C}$

- CONDICIÓN 2: Se tendrá en cuenta la hipótesis descrita.

$p_2 = 0,9761 \text{ kg/m}$.

$\theta_2 = -5^{\circ}\text{C}$

Además se utilizarán los siguientes valores:

$E = 8200 \text{ kg/mm}^2$.

$\alpha = 1,78 \cdot 10^{-5} \text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$

a es el vano en cada caso referido en metros.

$s = 147,1 \text{ mm}^2$

$Q_r = 5520,408 \text{ kg}$

La tensión en horas frías calculada para cada vano está indicada en la tabla 29.

	VANO (m)	Vano ideal (m)	t_2 (kg/mm ²)
1	223	223	6,575
2	200	204,48	6,885
3	206	204,48	6,885
4	197	204,48	6,885
5	203	204,48	6,885
6	215	204,48	6,885
7	200	222,6	6,582
8	206	222,6	6,582
9	251	222,6	6,582
10	221	248,06	6,245
11	249	248,06	6,245
12	251	248,06	6,245
13	252	248,06	6,245
14	250	248,06	6,245
15	250	248,06	6,245
16	250	248,06	6,245
17	250	248,06	6,245
18	250	248,06	6,245
19	250	248,06	6,245
20	251	248,06	6,245

Tabla 29: Tensión en horas frías para cada vano del conductor LA-145

Para conocer si el valor es inferior al 22,5% de la carga de rotura, se multiplicará el valor más alto de t_2 por la sección:

$$22,5\% \text{ de } Q_r = 0,225 \cdot 5520,408 = 1242,092 \text{ kg}$$

$$\text{máx}(t_2) = 6,885 \frac{\text{kg}}{\text{mm}^2}$$

$$\text{máx}(t_2) \cdot s = 6,885 \cdot 147,1 = 1012,784 \text{ kg} < 22,5\% \text{ de } Q_r$$

- Cable de tierra OPGW-15 KA:

- CONDICIÓN 1: Hipótesis más desfavorable, debida a una sobrecarga de hielo más viento.

$p_1 = 1,381 \text{ kg/m}$, que corresponde al peso aparente del conductor en la hipótesis más desfavorable.

$t_1 = 29,997 \text{ kg/m}$, que corresponde a la tensión máxima admisible.

$\Theta_1 = -15^\circ\text{C}$

- CONDICIÓN 2: Se tendrá en cuenta la hipótesis descrita.

$p_2 = 0,565 \text{ kg/m}$.

$\Theta_2 = -5^\circ\text{C}$

Además se utilizarán los siguientes valores:

$E = 12700 \text{ kg/mm}^2$.

$\alpha = 1,46 \cdot 10^{-5} \text{ }^\circ\text{C}^{-1}$

a es el vano en cada caso referido en metros.

$s = 98,9 \text{ mm}^2$

$Q_r = 8900 \text{ kg}$

La tensión de cada día, calculada para cada vano, está indicada en la tabla 30.

	VANO (m)	Vano ideal (m)	t_2 (kg/mm ²)
1	223	223	23,945
2	200	204,48	24,553
3	206	204,48	24,553
4	197	204,48	24,553
5	203	204,48	24,553
6	215	204,48	24,553
7	200	222,6	23,959
8	206	222,6	23,959
9	251	222,6	23,959
10	221	248,06	23,088
11	249	248,06	23,088
12	251	248,06	23,088
13	252	248,06	23,088
14	250	248,06	23,088
15	250	248,06	23,088
16	250	248,06	23,088
17	250	248,06	23,088
18	250	248,06	23,088
19	250	248,06	23,088
20	251	248,06	23,088

Tabla 30: Tensión en horas frías para cada vano del cable de tierra OPGW-15 KA

Para conocer si el valor es inferior al 22,5% de la carga de rotura, se multiplicará el valor más alto de t_2 por la sección:

$$22,5\% \text{ de } Q_r = 0,225 \cdot 8900 = 2002,5 \text{ kg}$$

$$\text{máx}(t_2) = 24,553 \frac{\text{kg}}{\text{mm}^2}$$

$$\text{máx}(t_2) \cdot s = 24,553 \cdot 98,9 = 2428,292 \text{ kg} > 22,5\% \text{ de } Q_r$$

El valor más elevado de t_2 por la sección es un 27,28% que la carga de rotura. A continuación se va a calcular a partir de qué valor de tensión se supera en 22,5% de Q_r :

$$t_2(22,5\%Q_r) < \frac{22,5\% \text{ de } Q_r}{s} = 20,248 \frac{kg}{mm^2}$$

Al ser esta tensión inferior a la mínima se colocarán dispositivos antivibratorios en el cable de tierra OPGW-15 KA en todos sus vanos.

2.3.8. Flechas máximas de los conductores y cables de tierra

De acuerdo con la clasificación de las zonas de sobrecarga definidas en el apartado 3.1.3 de la ITC-LAT-07, se determinará la flecha máxima de los conductores y cables de tierra en las hipótesis siguientes:

En las zonas A, B y C:

- HIPÓTESIS DE VIENTO: Sometidos a la acción de su propio peso y una sobrecarga de viento. Según el apartado 3.1.2 de la ITC-LAT-07 para una velocidad de 120 km/h y a la temperatura de 15°C.
- HIPÓTESIS DE TEMPERATURA: Sometidos a la acción de su propio peso, a la temperatura máxima previsible, teniendo en cuenta las condiciones climatológicas y de servicio de la línea. La temperatura no será nunca inferior a 50°C para los cables de fase ni para los cables de tierra.
- HIPÓTESIS DE HIELO: Sometidos a la acción de su propio peso y a la sobrecarga de hielo correspondiente, a la temperatura de 0°C.

Para el cálculo de la flecha máxima en cualquiera de las hipótesis hay que emplear la ecuación de cambio de condiciones, tomando como condición 1 la descrita para los fenómenos vibratorios.

2.3.8.1. Cálculo de la flecha

La flecha es la distancia en vertical entre el punto más bajo del conductor y el punto de sujeción del mismo.

La flecha viene determinada por la siguiente expresión:

$$f = \frac{a^2 \cdot p}{8 \cdot s \cdot t}$$

Dónde:

f es la flecha del vano en metros.

a es el vano en metros

p es el peso del conductor o peso aparente del conductor en kg/m.

s es la sección del conductor en mm².

t es la tensión del conductor.

2.3.8.2. Hipótesis de viento

Se calculará la flecha máxima del conductor y cable de tierra sometidos a la acción de su propio peso y una sobrecarga de viento para una velocidad de viento de 120 km/h a la temperatura de 15°C.

Se utilizará la ecuación de cambio de condiciones para hallar t_2 (kg/mm²) para cada vano.

$$t_2^2 \cdot [t_2 - (K - \alpha \cdot E(\theta_2 - \theta_1))] = \frac{a^2 \cdot p_2^2 \cdot E}{24 \cdot s^2}$$

$$K = t_1 - \frac{a^2 \cdot p_1^2 \cdot E}{24 \cdot s^2 \cdot t_1^2}$$

Dónde:

- Conductor LA-145:

$p_1 = 1,406$ kg/m

$t_1 = 12,509$ kg/m,

$\theta_1 = -15^\circ\text{C}$

$p_2 = 1,11$ kg/m.

$\theta_2 = 15^\circ\text{C}$

$E = 8200$ kg/mm²

$\alpha = 1,78 \cdot 10^{-5} \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$

a es el vano en cada caso referido en metros.

$s = 147,1$ mm²

Con el valor de t_2 , se utiliza la ecuación del cálculo de flecha y se obtiene una flecha para cada vano. Los resultados se indican en la tabla 31:

$$f = \frac{a^2 \cdot p}{8 \cdot s \cdot t}$$

	VANO (m)	t_2 (kg/mm ²)	Flecha (m)
1	223	9,321	5,028
2	200	9,258	4,072
3	206	9,258	4,320
4	197	9,258	3,951
5	203	9,258	4,195
6	215	9,258	4,706
7	200	9,320	4,045
8	206	9,320	4,292
9	251	9,320	6,371
10	221	9,393	4,901
11	249	9,393	6,221
12	251	9,393	6,322
13	252	9,393	6,372
14	250	9,393	6,271
15	250	9,393	6,271
16	250	9,393	6,271
17	250	9,393	6,271
18	250	9,393	6,271
19	250	9,393	6,271
20	251	9,393	6,322

Tabla 31: Flecha máxima en hipótesis de viento para el conductor LA-145

- Cable de tierra OPGW-15 KA

$$p_1 = 1,381 \text{ kg/m}$$

$$t_1 = 29,997 \text{ kg/m}$$

$$\Theta_1 = -15^\circ\text{C}$$

$$p_2 = 1,039 \text{ kg/m.}$$

$$\Theta_2 = 15^\circ\text{C}$$

$$E = 12700 \text{ kg/mm}^2$$

$$\alpha = 1,46 \cdot 10^{-5} \text{ }^\circ\text{C}^{-1}$$

a es el vano en cada caso referido en metros.

$$s = 98,9 \text{ mm}^2$$

Con el valor de t_2 , se utiliza la ecuación del cálculo de flecha y se obtiene una flecha para cada vano. Los resultados se indican en la tabla 32:

$$f = \frac{a^2 \cdot p}{8 \cdot s \cdot t}$$

	VANO (m)	t_2 (kg/mm ²)	Flecha (m)
1	223	23,858	2,738
2	200	23,928	2,196
3	206	23,928	2,330
4	197	23,928	2,131
5	203	23,928	2,263
6	215	23,928	2,538
7	200	23,860	2,202
8	206	23,860	2,337
9	251	23,860	3,469
10	221	23,766	2,700
11	249	23,766	3,427
12	251	23,766	3,483
13	252	23,766	3,510
14	250	23,766	3,455
15	250	23,766	3,455
16	250	23,766	3,455
17	250	23,766	3,455
18	250	23,766	3,455
19	250	23,766	3,455
20	251	23,766	3,483

Tabla 32: Flecha máxima en hipótesis de viento para el cable OPGW-15 KA

2.3.8.3. Hipótesis de temperatura

Se calculará la flecha máxima del conductor y cable de tierra, sometidos a su propio peso, a la temperatura máxima previsible, teniendo en cuenta las condiciones climatológicas y de servicio de la línea. La temperatura no será nunca inferior a 50°C para los cables de fase ni para los cables de tierra.

Se utilizará la ecuación de cambio de condiciones para hallar t_2 (kg/mm²) en cada vano.

$$t_2^2 \cdot [t_2 - (K - \alpha \cdot E(\theta_2 - \theta_1))] = \frac{a^2 \cdot p_2^2 \cdot E}{24 \cdot s^2}$$

$$K = t_1 - \frac{a^2 \cdot p_1^2 \cdot E}{24 \cdot s^2 \cdot t_1^2}$$

Dónde:

- Conductor LA-145:

$$p_1 = 1,406 \text{ kg/m}$$

$$t_1 = 12,509 \text{ kg/m}$$

$$\Theta_1 = -15^\circ\text{C}$$

$$p_2 = 0,548 \text{ kg/m}$$

$$\Theta_2 = 75^\circ\text{C}$$

$$E = 8200 \text{ kg/mm}^2$$

$$\alpha = 1,78 \cdot 10^{-5} \text{ }^\circ\text{C}^{-1}$$

a es el vano en cada caso referido en metros.

$$s = 147,1 \text{ mm}^2$$

Con el valor de t_2 , se utiliza la ecuación del cálculo de flecha y se obtiene una flecha para cada vano. Los resultados se indican en la tabla 33:

$$f = \frac{a^2 \cdot p}{8 \cdot s \cdot t}$$

	VANO (m)	t_2 (kg/mm ²)	Flecha (m)
1	223	4,022	5,758
2	200	3,921	4,750
3	206	3,921	5,040
4	197	3,921	4,609
5	203	3,921	4,894
6	215	3,921	5,490
7	200	4,020	4,634
8	206	4,020	4,916
9	251	4,020	7,298
10	221	4,137	5,498
11	249	4,137	6,979
12	251	4,137	7,092
13	252	4,137	7,148
14	250	4,137	7,035
15	250	4,137	7,035
16	250	4,137	7,035
17	250	4,137	7,035
18	250	4,137	7,035
19	250	4,137	7,035
20	251	4,137	7,092

Tabla 33: Flecha máxima en hipótesis de temperatura para el conductor LA-145

- Cable de tierra OPGW-15 KA

$$p_1 = 1,381 \text{ kg/m}$$

$$t_1 = 29,997 \text{ kg/m}$$

$$\Theta_1 = -15^\circ\text{C}$$

$$p_2 = 0,565 \text{ kg/m}$$

$$\Theta_2 = 75^\circ\text{C}$$

$$E = 12700 \text{ kg/mm}^2$$

$$\alpha = 1,46 \cdot 10^{-5} \text{ }^\circ\text{C}^{-1}$$

a es el vano en cada caso referido en metros.

$$s = 98,9 \text{ mm}^2$$

Con el valor de t_2 , se utiliza la ecuación del cálculo de flecha y se obtiene una flecha para cada vano. Los resultados se indican en la tabla 34:

$$f = \frac{a^2 \cdot p}{8 \cdot s \cdot t}$$

	VANO (m)	t_2 (kg/mm ²)	Flecha (m)
1	223	12,859	2,762
2	200	12,907	2,213
3	206	12,907	2,348
4	197	12,907	2,147
5	203	12,907	2,280
6	215	12,907	2,557
7	200	12,860	2,221
8	206	12,860	2,356
9	251	12,860	3,498
10	221	12,799	2,725
11	249	12,799	3,459
12	251	12,799	3,515
13	252	12,799	3,543
14	250	12,799	3,487
15	250	12,799	3,487
16	250	12,799	3,487
17	250	12,799	3,487
18	250	12,799	3,487
19	250	12,799	3,487
20	251	12,799	3,515

Tabla 34: Flecha máxima en hipótesis de temperatura para el cable OPGW-15 KA

2.3.8.4. Hipótesis de hielo

Se calculará la flecha máxima del conductor y del cable de tierra sometidos a la acción de su peso propio y a la sobrecarga de hielo correspondiente, a la temperatura de 0°C.

$$t_2^2 \cdot [t_2 - (K - \alpha \cdot E(\theta_2 - \theta_1))] = \frac{a^2 \cdot p_2^2 \cdot E}{24 \cdot s^2}$$

$$K = t_1 - \frac{a^2 \cdot p_1^2 \cdot E}{24 \cdot s^2 \cdot t_1^2}$$

Dónde:

- Conductor LA-145:

$$p_1 = 1,406 \text{ kg/m}$$

$$t_1 = 12,509 \text{ kg/m}$$

$$\theta_1 = -15^\circ\text{C}$$

$$p_2 = 1,277 \text{ kg/m}$$

$$\theta_2 = 0^\circ\text{C}$$

$$E = 8200 \text{ kg/mm}^2$$

$$\alpha = 1,78 \cdot 10^{-5} \text{ }^\circ\text{C}^{-1}$$

a es el vano en cada caso referido en metros.

$$s = 147,1 \text{ mm}^2$$

Con el valor de t_2 , se utiliza la ecuación del cálculo de flecha y se obtiene una flecha para cada vano. Los resultados se indican en la tabla 35:

$$f = \frac{a^2 \cdot p}{8 \cdot s \cdot t}$$

	VANO (m)	t_2 (kg/mm ²)	Flecha (m)
1	223	10,991	4,910
2	200	10,950	3,964
3	206	10,950	4,205
4	197	10,950	3,846
5	203	10,950	4,084
6	215	10,950	4,581
7	200	10,990	3,949
8	206	10,990	4,190
9	251	10,990	6,220
10	221	11,038	4,801
11	249	11,038	6,095
12	251	11,038	6,193
13	252	11,038	6,243
14	250	11,038	6,144
15	250	11,038	6,144
16	250	11,038	6,144
17	250	11,038	6,144
18	250	11,038	6,144
19	250	11,038	6,144
20	251	11,038	6,193

Tabla 35: Flecha máxima en hipótesis de hielo para el conductor LA-145

- Cable de tierra OPGW-15 KA

$$p_1 = 1,381 \text{ kg/m}$$

$$t_1 = 29,997 \text{ kg/m}$$

$$\Theta_1 = -15^\circ\text{C}$$

$$p_2 = 1,258 \text{ kg/m}$$

$$\Theta_2 = 0^\circ\text{C}$$

$$E = 12700 \text{ kg/mm}^2$$

$$\alpha = 1,46 \cdot 10^{-5} \text{ }^\circ\text{C}^{-1}$$

a es el vano en cada caso referido en metros.

$$s = 98,9 \text{ mm}^2$$

Con el valor de t_2 , se utiliza la ecuación del cálculo de flecha y se obtiene una flecha para cada vano. Los resultados se indican en la tabla 36:

$$f = \frac{a^2 \cdot p}{8 \cdot s \cdot t}$$

	VANO (m)	t_2 (kg/mm ²)	Flecha (m)
1	223	27,257	2,902
2	200	27,254	2,334
3	206	27,254	2,476
4	197	27,254	2,265
5	203	27,254	2,405
6	215	27,254	2,698
7	200	27,257	2,334
8	206	27,257	2,476
9	251	27,257	3,676
10	221	27,263	2,849
11	249	27,263	3,617
12	251	27,263	3,675
13	252	27,263	3,705
14	250	27,263	3,646
15	250	27,263	3,646
16	250	27,263	3,646
17	250	27,263	3,646
18	250	27,263	3,646
19	250	27,263	3,646
20	251	27,263	3,675

Tabla 36: Flecha máxima en hipótesis de hielo para el cable OPGW-15 KA

2.3.9. Cálculo de las curvas características del conductor

Se calculará la curva característica del conductor y del cable de tierra, que corresponderá con la curvatura que presentará el cable en la hipótesis de flecha máxima más desfavorable.

La curva descrita por los cables se aproxima a la de una parábola, la cual tiene por expresión:

$$y = m \cdot x^2$$

Para que la parábola corresponda con la ecuación del cable tiene que cumplir que la flecha máxima se produzca a la mitad del vano, por lo que, despejando de la ecuación obtenemos:

$$m = \frac{y}{x^2} = \frac{flecha_{m\acute{a}x}}{(a/2)^2}$$

Dónde:

m es la constante del término del segundo grado de la parábola en m^{-1} .

$f_{\text{máx}}$ es la flecha en condiciones de flecha máxima en metros.

a es el vano en cada caso, en metros.

Al sustituir se obtienen los valores reflejados en las tablas 37 y 38.

- Conductor LA-145

	VANO (m)	a/2 (m)	$f_{\text{máx}}$ (m)	m (m^{-1})	ECUACIÓN
1	223	111,5	5,758	0,000463126	$y=0,00046313x^2$
2	200	100	4,750	0,000475048	$y=0,00047505x^2$
3	206	103	5,040	0,000475048	$y=0,00047505x^2$
4	197	98,5	4,609	0,000475048	$y=0,00047505x^2$
5	203	101,5	4,894	0,000475048	$y=0,00047505x^2$
6	215	107,5	5,490	0,000475048	$y=0,00047505x^2$
7	200	100	4,634	0,000463359	$y=0,00046336x^2$
8	206	103	4,916	0,000463359	$y=0,00046336x^2$
9	251	125,5	7,298	0,000463359	$y=0,00046336x^2$
10	221	110,5	5,498	0,000450255	$y=0,00045026x^2$
11	249	124,5	6,979	0,000450255	$y=0,00045026x^2$
12	251	125,5	7,092	0,000450255	$y=0,00045026x^2$
13	252	126	7,148	0,000450255	$y=0,00045026x^2$
14	250	125	7,035	0,000450255	$y=0,00045026x^2$
15	250	125	7,035	0,000450255	$y=0,00045026x^2$
16	250	125	7,035	0,000450255	$y=0,00045026x^2$
17	250	125	7,035	0,000450255	$y=0,00045026x^2$
18	250	125	7,035	0,000450255	$y=0,00045026x^2$
19	250	125	7,035	0,000450255	$y=0,00045026x^2$
20	251	125,5	7,092	0,000450255	$y=0,00045026x^2$

Tabla 37: Curva característica conductor LA-145

- Cable de tierra OPGW-15 KA

	VANO (m)	a/2 (m)	$f_{\text{máx}}$ (m)	m (m^{-1})	ECUACIÓN
1	223	111,5	2,902	0,000233394	$y=0,00023339x^2$
2	200	100	2,334	0,000233427	$y=0,00023342x^2$
3	206	103	2,476	0,000233427	$y=0,00023342x^2$
4	197	98,5	2,265	0,000233427	$y=0,00023342x^2$
5	203	101,5	2,405	0,000233427	$y=0,00023342x^2$
6	215	107,5	2,698	0,000233427	$y=0,00023342x^2$
7	200	100	2,334	0,000233395	$y=0,00023339x^2$
8	206	103	2,476	0,000233395	$y=0,00023339x^2$
9	251	125,5	3,676	0,000233395	$y=0,00023339x^2$
10	221	110,5	2,849	0,000233351	$y=0,00023335x^2$
11	249	124,5	3,617	0,000233351	$y=0,00023335x^2$
12	251	125,5	3,675	0,000233351	$y=0,00023335x^2$
13	252	126	3,705	0,000233351	$y=0,00023335x^2$
14	250	125	3,646	0,000233351	$y=0,00023335x^2$
15	250	125	3,646	0,000233351	$y=0,00023335x^2$
16	250	125	3,646	0,000233351	$y=0,00023335x^2$
17	250	125	3,646	0,000233351	$y=0,00023335x^2$
18	250	125	3,646	0,000233351	$y=0,00023335x^2$
19	250	125	3,646	0,000233351	$y=0,00023335x^2$
20	251	125,5	3,675	0,000233351	$y=0,00023335x^2$

Tabla 38: Curva característica cable de tierra OPGW-15 KA

2.3.10. Tabla de tendido

Para tender el conductor, es útil disponer de una tabla que proporcione la tensión mecánica y la flecha a distintas temperaturas.

Esta tabla se calcula sin considerar efectos de hielo ni de viento, ya que no se realizará el tendido bajo esas condiciones, por lo que sólo se tendrá en cuenta el peso del conductor.

El tensado de los cables de cada tramo de línea comprendido entre dos apoyos deberá hacerse en función de la longitud del vano correspondiente.

El regulado de los cables se realizará siempre sin sobrecarga. Se tomarán como condiciones iniciales la hipótesis de tracción máxima (sobrecarga de hielo más viento a -15°C). Se calculará para cada vano y para cada temperatura utilizando la ecuación de cambio de condiciones, obteniendo de la tensión en cada caso.

Las temperaturas a considerar van desde -10°C hasta 50°C, con incrementos de 5°C.

Para el conductor LA-145 se obtienen las tablas de tendido y para el cable de tierra OPGW-15 KA las tablas 39 a 48.

- Conductor LA-145

	<u>Vano 1: 223 m</u>		<u>Vano 2: 200 m</u>		<u>Vano 3: 206 m</u>		<u>Vano 4: 197 m</u>	
Temp (°C)	<i>Tensión (kg/m)</i>	<i>Flecha (m)</i>	<i>Tensión (kg/m)</i>	<i>Flecha (m)</i>	<i>Tensión (kg/m)</i>	<i>Flecha (m)</i>	<i>Tensión (kg/m)</i>	<i>Flecha (m)</i>
-10	6,861	3,375	7,228	2,577	7,228	2,734	7,228	2,500
-5	6,575	3,522	6,885	2,705	6,885	2,870	6,885	2,625
0	6,311	3,669	6,568	2,836	6,568	3,009	6,568	2,751
5	6,067	3,817	6,276	2,968	6,276	3,149	6,276	2,880
10	5,842	3,964	6,007	3,101	6,007	3,290	6,007	3,008
15	5,633	4,111	5,760	3,234	5,760	3,431	5,760	3,138
20	5,440	4,257	5,532	3,367	5,532	3,572	5,532	3,267
25	5,261	4,401	5,322	3,500	5,322	3,713	5,322	3,396
30	5,095	4,545	5,129	3,631	5,129	3,853	5,129	3,523
35	4,941	4,687	4,951	3,762	4,951	3,991	4,951	3,650
40	4,798	4,827	4,787	3,891	4,787	4,128	4,787	3,775
45	4,664	4,965	4,635	4,019	4,635	4,264	4,635	3,899
50	4,539	5,102	4,494	4,145	4,494	4,398	4,494	4,022

Tabla 39: Tabla de tendido vanos del 1 al 4 para el conductor LA-145

	Vano 5: 203 m		Vano 6: 215 m		Vano 7: 200 m		Vano 8: 206 m	
Temp (°C)	<i>Tensión (kg/m)</i>	<i>Flecha (m)</i>	<i>Tensión (kg/m)</i>	<i>Flecha (m)</i>	<i>Tensión (kg/m)</i>	<i>Flecha (m)</i>	<i>Tensión (kg/m)</i>	<i>Flecha (m)</i>
-10	7,228	2,655	7,228	2,978	6,868	2,712	6,868	2,877
-5	6,885	2,787	6,885	3,126	6,582	2,830	6,582	3,003
0	6,568	2,922	6,568	3,277	6,316	2,949	6,316	3,129
5	6,276	3,058	6,276	3,430	6,071	3,068	6,071	3,255
10	6,007	3,195	6,007	3,583	5,845	3,187	5,845	3,381
15	5,760	3,332	5,760	3,737	5,636	3,305	5,636	3,506
20	5,532	3,469	5,532	3,891	5,442	3,423	5,442	3,631
25	5,322	3,605	5,322	4,044	5,263	3,540	5,263	3,755
30	5,129	3,741	5,129	4,197	5,096	3,655	5,096	3,878
35	4,951	3,876	4,951	4,347	4,941	3,770	4,941	3,999
40	4,787	4,009	4,787	4,497	4,798	3,883	4,798	4,119
45	4,635	4,141	4,635	4,645	4,663	3,994	4,663	4,238
50	4,494	4,271	4,494	4,790	4,538	4,105	4,538	4,354

Tabla 40: Tabla de tendido vanos del 5 al 8 para el conductor LA-145

	Vano 9: 251 m		Vano 10: 221 m		Vano 11: 249 m		Vano 12: 251 m	
Temp (°C)	<i>Tensión (kg/m)</i>	<i>Flecha (m)</i>	<i>Tensión (kg/m)</i>	<i>Flecha (m)</i>	<i>Tensión (kg/m)</i>	<i>Flecha (m)</i>	<i>Tensión (kg/m)</i>	<i>Flecha (m)</i>
-10	6,868	4,272	6,468	3,516	6,468	4,464	6,468	4,536
-5	6,582	4,458	6,245	3,642	6,245	4,623	6,245	4,697
0	6,316	4,645	6,038	3,767	6,038	4,782	6,038	4,859
5	6,071	4,832	5,845	3,891	5,845	4,939	5,845	5,019
10	5,845	5,019	5,666	4,014	5,666	5,096	5,666	5,178
15	5,636	5,206	5,498	4,137	5,498	5,251	5,498	5,336
20	5,442	5,391	5,342	4,258	5,342	5,405	5,342	5,492
25	5,263	5,575	5,195	4,378	5,195	5,557	5,195	5,647
30	5,096	5,757	5,059	4,496	5,059	5,707	5,059	5,800
35	4,941	5,937	4,930	4,613	4,930	5,856	4,930	5,951
40	4,798	6,115	4,810	4,729	4,810	6,003	4,810	6,100
45	4,663	6,291	4,696	4,843	4,696	6,148	4,696	6,247
50	4,538	6,465	4,589	4,956	4,589	6,291	4,589	6,392

Tabla 41: Tabla de tendido vanos del 9 al 12 para el conductor LA-145

	Vano 13: 252 m		Vano 14: 250 m		Vano 15: 250 m		Vano 16: 250 m	
Temp (°C)	<i>Tensión (kg/m)</i>	<i>Flecha (m)</i>	<i>Tensión (kg/m)</i>	<i>Flecha (m)</i>	<i>Tensión (kg/m)</i>	<i>Flecha (m)</i>	<i>Tensión (kg/m)</i>	<i>Flecha (m)</i>
-10	6,468	4,572	6,468	4,499	6,468	4,499	6,468	4,499
-5	6,245	4,735	6,245	4,660	6,245	4,660	6,245	4,660
0	6,038	4,898	6,038	4,820	6,038	4,820	6,038	4,820
5	5,845	5,059	5,845	4,979	5,845	4,979	5,845	4,979
10	5,666	5,220	5,666	5,137	5,666	5,137	5,666	5,137
15	5,498	5,379	5,498	5,294	5,498	5,294	5,498	5,294
20	5,342	5,536	5,342	5,449	5,342	5,449	5,342	5,449
25	5,195	5,692	5,195	5,602	5,195	5,602	5,195	5,602
30	5,059	5,846	5,059	5,753	5,059	5,753	5,059	5,753
35	4,930	5,998	4,930	5,903	4,930	5,903	4,930	5,903
40	4,810	6,148	4,810	6,051	4,810	6,051	4,810	6,051
45	4,696	6,297	4,696	6,197	4,696	6,197	4,696	6,197
50	4,589	6,443	4,589	6,342	4,589	6,342	4,589	6,342

Tabla 42: Tabla de tendido vanos del 13 al 16 para el conductor LA-145

	Vano 17: 250 m		Vano 18: 250 m		Vano 19: 250 m		Vano 20: 251 m	
Temp (°C)	<i>Tensión (kg/m)</i>	<i>Flecha (m)</i>	<i>Tensión (kg/m)</i>	<i>Flecha (m)</i>	<i>Tensión (kg/m)</i>	<i>Flecha (m)</i>	<i>Tensión (kg/m)</i>	<i>Flecha (m)</i>
-10	6,468	4,499	6,468	4,499	6,468	4,499	6,468	4,536
-5	6,245	4,660	6,245	4,660	6,245	4,660	6,245	4,697
0	6,038	4,820	6,038	4,820	6,038	4,820	6,038	4,859
5	5,845	4,979	5,845	4,979	5,845	4,979	5,845	5,019
10	5,666	5,137	5,666	5,137	5,666	5,137	5,666	5,178
15	5,498	5,294	5,498	5,294	5,498	5,294	5,498	5,336
20	5,342	5,449	5,342	5,449	5,342	5,449	5,342	5,492
25	5,195	5,602	5,195	5,602	5,195	5,602	5,195	5,647
30	5,059	5,753	5,059	5,753	5,059	5,753	5,059	5,800
35	4,930	5,903	4,930	5,903	4,930	5,903	4,930	5,951
40	4,810	6,051	4,810	6,051	4,810	6,051	4,810	6,100
45	4,696	6,197	4,696	6,197	4,696	6,197	4,696	6,247
50	4,589	6,342	4,589	6,342	4,589	6,342	4,589	6,392

Tabla 43: Tabla de tendido vanos del 17 al 20 para el conductor LA-145

- Cable de tierra OPGW-15 KA

	Vano 1: 223 m		Vano 2: 200 m		Vano 3: 206 m		Vano 4: 197 m	
Temp (°C)	<i>Tensión (kg/m)</i>	<i>Flecha (m)</i>	<i>Tensión (kg/m)</i>	<i>Flecha (m)</i>	<i>Tensión (kg/m)</i>	<i>Flecha (m)</i>	<i>Tensión (kg/m)</i>	<i>Flecha (m)</i>
-10	24,771	1,434	25,399	1,125	25,399	1,193	25,399	1,091
-5	23,945	1,483	24,553	1,163	24,553	1,234	24,553	1,129
0	23,129	1,535	23,715	1,204	23,715	1,278	23,715	1,169
5	22,323	1,591	22,886	1,248	22,886	1,324	22,886	1,211
10	21,529	1,650	22,066	1,294	22,066	1,373	22,066	1,256
15	20,747	1,712	21,258	1,344	21,258	1,426	21,258	1,304
20	19,979	1,777	20,461	1,396	20,461	1,481	20,461	1,354
25	19,227	1,847	19,677	1,452	19,677	1,540	19,677	1,408
30	18,492	1,920	18,908	1,511	18,908	1,603	18,908	1,466
35	17,775	1,998	18,155	1,573	18,155	1,669	18,155	1,527
40	17,077	2,079	17,420	1,640	17,420	1,740	17,420	1,591
45	16,401	2,165	16,704	1,710	16,704	1,814	16,704	1,659
50	15,748	2,255	16,009	1,784	16,009	1,893	16,009	1,731

Tabla 44: Tabla de tendido vanos del 1 al 4 para el cable de tierra OPGW-15 KA

	Vano 5: 203 m		Vano 6: 215 m		Vano 7: 200 m		Vano 8: 206 m	
Temp (°C)	<i>Tensión (kg/m)</i>	<i>Flecha (m)</i>	<i>Tensión (kg/m)</i>	<i>Flecha (m)</i>	<i>Tensión (kg/m)</i>	<i>Flecha (m)</i>	<i>Tensión (kg/m)</i>	<i>Flecha (m)</i>
-10	25,399	1,159	25,399	1,300	24,785	1,152	24,785	1,223
-5	24,553	1,199	24,553	1,344	23,959	1,192	23,959	1,265
0	23,715	1,241	23,715	1,392	23,142	1,234	23,142	1,309
5	22,886	1,286	22,886	1,442	22,336	1,279	22,336	1,357
10	22,066	1,334	22,066	1,496	21,541	1,326	21,541	1,407
15	21,258	1,384	21,258	1,553	20,758	1,376	20,758	1,460
20	20,461	1,438	20,461	1,613	19,990	1,429	19,990	1,516
25	19,677	1,496	19,677	1,678	19,237	1,485	19,237	1,575
30	18,908	1,556	18,908	1,746	18,501	1,544	18,501	1,638
35	18,155	1,621	18,155	1,818	17,783	1,606	17,783	1,704
40	17,420	1,689	17,420	1,895	17,085	1,672	17,085	1,774
45	16,704	1,762	16,704	1,976	16,408	1,741	16,408	1,847
50	16,009	1,838	16,009	2,062	15,753	1,813	15,753	1,924

Tabla 45: Tabla de tendido vanos del 5 al 8 para el cable de tierra OPGW-15 KA

	Vano 9: 251 m		Vano 10: 221 m		Vano 11: 249 m		Vano 12: 251 m	
Temp (°C)	<i>Tensión (kg/m)</i>	<i>Flecha (m)</i>	<i>Tensión (kg/m)</i>	<i>Flecha (m)</i>	<i>Tensión (kg/m)</i>	<i>Flecha (m)</i>	<i>Tensión (kg/m)</i>	<i>Flecha (m)</i>
-10	24,785	1,815	23,881	1,460	23,881	1,854	23,881	1,884
-5	23,959	1,878	23,088	1,511	23,088	1,918	23,088	1,949
0	23,142	1,944	22,306	1,564	22,306	1,985	22,306	2,017
5	22,336	2,014	21,537	1,619	21,537	2,056	21,537	2,089
10	21,541	2,089	20,783	1,678	20,783	2,130	20,783	2,165
15	20,758	2,167	20,044	1,740	20,044	2,209	20,044	2,245
20	19,990	2,251	19,321	1,805	19,321	2,292	19,321	2,328
25	19,237	2,339	18,617	1,873	18,617	2,378	18,617	2,417
30	18,501	2,432	17,932	1,945	17,932	2,469	17,932	2,509
35	17,783	2,530	17,267	2,020	17,267	2,564	17,267	2,605
40	17,085	2,633	16,624	2,098	16,624	2,663	16,624	2,706
45	16,408	2,742	16,004	2,179	16,004	2,767	16,004	2,811
50	15,753	2,856	15,408	2,264	15,408	2,874	15,408	2,920

Tabla 46: Tabla de tendido vanos del 9 al 12 para el cable de tierra OPGW-15 KA

	Vano 13: 252 m		Vano 14: 250 m		Vano 15: 250 m		Vano 16: 250 m	
Temp (°C)	<i>Tensión (kg/m)</i>	<i>Flecha (m)</i>	<i>Tensión (kg/m)</i>	<i>Flecha (m)</i>	<i>Tensión (kg/m)</i>	<i>Flecha (m)</i>	<i>Tensión (kg/m)</i>	<i>Flecha (m)</i>
-10	23,881	1,899	23,881	1,869	23,881	1,869	23,881	1,869
-5	23,088	1,964	23,088	1,933	23,088	1,933	23,088	1,933
0	22,306	2,033	22,306	2,001	22,306	2,001	22,306	2,001
5	21,537	2,106	21,537	2,072	21,537	2,072	21,537	2,072
10	20,783	2,182	20,783	2,148	20,783	2,148	20,783	2,148
15	20,044	2,262	20,044	2,227	20,044	2,227	20,044	2,227
20	19,321	2,347	19,321	2,310	19,321	2,310	19,321	2,310
25	18,617	2,436	18,617	2,397	18,617	2,397	18,617	2,397
30	17,932	2,529	17,932	2,489	17,932	2,489	17,932	2,489
35	17,267	2,626	17,267	2,585	17,267	2,585	17,267	2,585
40	16,624	2,728	16,624	2,685	16,624	2,685	16,624	2,685
45	16,004	2,834	16,004	2,789	16,004	2,789	16,004	2,789
50	15,408	2,943	15,408	2,897	15,408	2,897	15,408	2,897

Tabla 47: Tabla de tendido vanos del 13 al 16 para el cable de tierra OPGW-15 KA

	Vano 17: 250 m		Vano 18: 250 m		Vano 19: 250 m		Vano 20: 251 m	
Temp (°C)	<i>Tensión (kg/m)</i>	<i>Flecha (m)</i>	<i>Tensión (kg/m)</i>	<i>Flecha (m)</i>	<i>Tensión (kg/m)</i>	<i>Flecha (m)</i>	<i>Tensión (kg/m)</i>	<i>Flecha (m)</i>
-10	23,881	1,869	23,881	1,869	23,881	1,869	23,881	1,884
-5	23,088	1,933	23,088	1,933	23,088	1,933	23,088	1,949
0	22,306	2,001	22,306	2,001	22,306	2,001	22,306	2,017
5	21,537	2,072	21,537	2,072	21,537	2,072	21,537	2,089
10	20,783	2,148	20,783	2,148	20,783	2,148	20,783	2,165
15	20,044	2,227	20,044	2,227	20,044	2,227	20,044	2,245
20	19,321	2,310	19,321	2,310	19,321	2,310	19,321	2,328
25	18,617	2,397	18,617	2,397	18,617	2,397	18,617	2,417
30	17,932	2,489	17,932	2,489	17,932	2,489	17,932	2,509
35	17,267	2,585	17,267	2,585	17,267	2,585	17,267	2,605
40	16,624	2,685	16,624	2,685	16,624	2,685	16,624	2,706
45	16,004	2,789	16,004	2,789	16,004	2,789	16,004	2,811
50	15,408	2,897	15,408	2,897	15,408	2,897	15,408	2,920

Tabla 48: Tabla de tendido vanos del 16 al 20 para el cable de tierra OPGW-15 KA

2.3.11. Parábola de flechas máximas verticales

La parábola de flechas máximas verticales de un conductor correspondiente a los distintos vanos que pueda haber en una línea, es la curva que describiría el conductor en unas determinadas condiciones de temperatura y sobrecarga.

Las flechas máximas calculadas anteriormente quedan resumidas en las tablas 49 y 50, que se muestran a continuación.

- Conductor LA-145

	VANO (m)	HIPÓTESIS MÁS DESFAVORABLE	TENSIÓN (kg/mm ²)	FLECHA (m)
1	223	Temperatura	4,022	5,758
2	200	Temperatura	3,921	4,750
3	206	Temperatura	3,921	5,040
4	197	Temperatura	3,921	4,609
5	203	Temperatura	3,921	4,894
6	215	Temperatura	3,921	5,490
7	200	Temperatura	4,020	4,634
8	206	Temperatura	4,020	4,916
9	251	Temperatura	4,020	7,298
10	221	Temperatura	4,137	5,498
11	249	Temperatura	4,137	6,979
12	251	Temperatura	4,137	7,092
13	252	Temperatura	4,137	7,148
14	250	Temperatura	4,137	7,035
15	250	Temperatura	4,137	7,035
16	250	Temperatura	4,137	7,035
17	250	Temperatura	4,137	7,035
18	250	Temperatura	4,137	7,035
19	250	Temperatura	4,137	7,035
20	251	Temperatura	4,137	7,092

Tabla 49: Flechas máximas para el conductor LA-145

Si observamos la tabla, se puede comprobar que las mayores flechas se alcanzan con la hipótesis de temperatura.

- Cable de tierra OPGW-15 KA

	VANO (m)	HIPÓTESIS MÁS DESFAVORABLE	TENSIÓN (kg)	FLECHA (m)
1	223	Hielo	27,257	2,902
2	200	Hielo	27,254	2,334
3	206	Hielo	27,254	2,476
4	197	Hielo	27,254	2,265
5	203	Hielo	27,254	2,405
6	215	Hielo	27,254	2,698
7	200	Hielo	27,257	2,334
8	206	Hielo	27,257	2,476
9	251	Hielo	27,257	3,676
10	221	Hielo	27,263	2,849
11	249	Hielo	27,263	3,617
12	251	Hielo	27,263	3,675
13	252	Hielo	27,263	3,705
14	250	Hielo	27,263	3,646
15	250	Hielo	27,263	3,646
16	250	Hielo	27,263	3,646
17	250	Hielo	27,263	3,646
18	250	Hielo	27,263	3,646
19	250	Hielo	27,263	3,646
20	251	Hielo	27,263	3,675

Tabla 50: Flechas máximas para el cable de tierra OPGW-15 KA

2.3.12. Parábola de distancia mínima al terreno

Según el artículo 5.5 de la ITC-LAT-07, los conductores en su flecha máxima vertical según las hipótesis de temperatura y de hielo, deben quedar situados por encima de cualquier punto del terreno, senda, vereda o superficies de agua no navegables, a una altura mínima (en metros) determinada por la siguiente expresión:

$$D_{min} = 5,3 + D_{el}$$

Siendo como mínimo de 6 metros.

Dónde:

D_{el} es la distancia de aislamiento en el aire mínima especificada. Para una línea de tensión más elevada de la red de 145 kV (132kV), el valor es de 1,2 m.

Sustituyendo:

$$D_{min} = 5,3 + 1,2 = 6,5 \text{ m}$$

2.4. CÁLCULO DE LAS CADENAS DE AISLADORES

2.4.1. Características generales

Las características eléctricas mínimas que deben cumplir los aisladores están regladas en el artículo 4.4 de la ITC-LAT-07, los cuales se resumen en la siguiente tabla:

Tensión nominal	132
Tensión más elevada (kV eficaces)	145
Tensión más elevada a frecuencia industrial (kV eficaces)	230
Tensión de ensayo a impulso tipo rayo (kV cresta)	550

Tabla 51: Características eléctricas mínimas a cumplir por los aisladores

2.4.2. Selección del aislador

Al estar la línea en un nivel de contaminación I “ligero” se elegirá el aislador que más de adecue del catálogo de La Granja según la norma IEC.

2.4.2.1. Nivel de aislamiento

Al seleccionar un aislador lo primero que se tiene que calcular es el nivel de aislamiento mínimo necesario, para ello se calculan la sobretensiones previstas de tipo atmosférico o frente rápido y la sobretensiones temporales. Para el cálculo de las sobretensiones se utilizarán las siguientes expresiones:

$$U_{atm} = \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} \cdot U_s \cdot s_a \cdot k_c \cdot k_s \cdot k_a$$

$$U_{temp} = \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot U_s \cdot s_t \cdot k_c \cdot k_s \cdot k_a$$

Dónde:

U_{atm} es la sobretensión más elevada de tipo atmosférico en kV.

U_{temp} es la sobretensión más elevada de tipo temporal en kV.

U_s es la tensión más elevada en kV.

s_a es la sobretensión esperada en la línea en p.u., de valor 3,5 para una sobretensión de tipo atmosférico o frente rápido.

S_t es la sobretensión esperada en la línea en p.i. de valor 2, para una sobretensión de tipo temporal.

K_c es el factor de corrección estadístico igual a 1,1.

K_s es el factor de corrección de seguridad igual a 1,05.

K_a es el factor de corrección atmosférico, que se calcula mediante la siguiente expresión:

$$k_a = e^{\frac{m \cdot H}{8150}}$$

En la que:

m es igual a 1 para sobretensiones atmosféricas y temporales.

H es la altura máxima en metros de la línea, e igual a 650 metros.

Sustituyendo, se calcula el valor del factor de corrección atmosférico y con él después las sobretensiones:

$$k_a = e^{\frac{1 \cdot 650}{8150}} = 1,083$$

$$U_{atm} = \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} \cdot 145 \cdot 3,5 \cdot 1,1 \cdot 1,05 \cdot 1,101 = 518,334 \text{ kV} < 550$$

$$U_{temp} = \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot 145 \cdot 2 \cdot 1,1 \cdot 1,05 \cdot 1,101 = 209,438 \text{ kV} < 230$$

Se puede observar que ambos valores de sobretensiones esperadas son menores que los que impone el Reglamento, por lo tanto, al ser los del Reglamento más restrictivas, se utilizarán estos valores.

LÍNEA DE FUGA

Según la recomendación del ITC-LAT-07 la línea de fuga se obtendrá mediante la siguiente expresión:

$$\text{línea de fuga} = I_{fen} \cdot U_s$$

Dónde:

I_{fen} es la línea de fuga específica nominal mínima. Se especifica en la tabla 14 del punto 4.4 de ITC-LAT-07. Para el caso de un nivel de contaminación ligera $I_{fen} = 16 \text{ mm/kV}$.

U_s es la tensión más elevada de la red en kV.

Sustituyendo:

$$\text{línea de fuga} = 16 \cdot 145 = 2320 \text{ mm}$$

Consultando en el catálogo de Saint-Gobain de la Granja, la gama de aisladores estándar para poca contaminación contiene diversos modelos en función de la carga de rotura, que varía entre los 40 kN y los 240 kN. Para que cumpla con los requisitos mecánicos se selecciona el E-70-146.

Para conocer el número de aisladores que deben conformar la cadena tenemos que cumplir con dos criterios:

- La línea de fuga total de los aisladores ha de ser superior a la línea de fuga mínima que marca el Reglamento, este valor ya ha sido calculado anteriormente. Para ello se calcularán el número de aisladores necesarios:

$$n^{\circ} \text{ aisladores} \geq \frac{\text{línea de fuga}}{\text{línea de fuga por aislador}}$$

Dónde:

La línea de fuga ha sido calculada anteriormente y es igual a 2320 mm.
La línea de fuga del aislador es 320 mm.

Sustituyendo:

$$n^{\circ} \text{ aisladores} \geq \frac{2320}{320} = 7,25$$

Por lo tanto, como mínimo se tendría que seleccionar el número entero inmediatamente superior al valor obtenido. De manera que el número de aisladores sería igual a 8.

Se han de cumplir las solicitudes de aislamiento establecidas por el Reglamento, por lo tanto se puede consultar la tabla de características eléctricas de las cadenas (tabla 52) de conformidad con las normativas CEI 383 y BS 137 parte 1

Nº AISLADORES	SOBRETENSIÓN TEMPORAL (kV)	SOBRETENSIÓN ATMOSFÉRICA(kV)
7	245	550
8	280	620
9	310	690

Tabla 52: Características eléctricas de las cadenas de aisladores

Si colocamos 8 aisladores, al suponer el caso de la rotura de un aislador, con 7 no se garantiza el aislamiento necesario contra sobretensiones atmosféricas, de manera que, para mayor seguridad, se colocarán en las cadenas 9 aisladores.

Finalmente, se puede concluir que una cadena de 9 aisladores E-70-146 cumple con las solicitudes eléctricas requeridas por el Reglamento.

2.4.2.2. Cálculos mecánicos de la cadena de suspensión

Según el artículo 3.4 de la ITC-LAT-07 se utilizará un coeficiente de seguridad mecánica no inferior a 3 para la cadena de aisladores. Para los siguientes cálculos se utilizará 3,5 para mayor seguridad.

Para el cálculo de las cargas normales, se considera el peso del conductor, la sobrecarga correspondiente a la zona y el peso de los aisladores. El peso del conductor en cada cadena de suspensión, calculado a partir del peso por unidad de longitud y del vano máximo, sumado al peso del manguito de hielo al que se forma alrededor del conductor es el siguiente:

$$P_{C\text{ amax}} = P_{C+H} \cdot a_{\text{máx}} = 1,277 \cdot 252 = 321,787 \text{ kg}$$

El peso de la cadena, considerando que el resto de la cadena pesa un 5% del peso de los aisladores es:

$$P_C = 9 \cdot 3,4 \cdot 1,05 = 32,13 \text{ kg}$$

Al sustituir en la siguiente expresión se puede comprobar si cumple con lo especificado en el Reglamento:

$$\frac{Q_{r\text{ aisl}}}{g \cdot [P_{C\text{ amax}} + (n \cdot P_a) \cdot 1,05]} > C_s$$

Dónde:

$Q_{r\text{ aisl}}$ es la carga de rotura de aislador en kg. Su valor es de 70 kN.

$$Q_{r\text{ aisl}} = \frac{70 \cdot 1000}{9,8} = 7142,857 \text{ kg}$$

n es el número de aisladores de la cadena. $n=9$.

P_a es el peso del aislador. Su valor es de 3,4 kg.

$$\frac{7142,857}{353,917} = 20,182 > 3,5$$

Para el cálculo de las cargas anormales se considera el 50% de la tensión del conductor roto según el Reglamento. Para ello se emplea un coeficiente de seguridad mecánico en el conductor de 3 (para mayor seguridad emplearemos 3,5). La tensión mecánica se calculará de la siguiente manera:

$$T_{\text{máx}} = \frac{Q_r}{K_s}$$

Dónde:

$T_{m\acute{a}x}$ es la tensión mecánica máxima en kg.

Q_r es la carga de rotura del conductor. Su valor es 5410 daN.

$$Q_r = \frac{5410 \cdot 10}{9,8} = 5520,408 \text{ kg}$$

K_s es el coeficiente de seguridad.

Sustituyendo:

$$T_{m\acute{a}x} = \frac{5520,408}{3,5} = 1577,259 \text{ kg}$$

El 50% de esta tensión sería:

$$50\% \text{ de } T_{m\acute{a}x} = 0,5 \cdot 1577,259 = 788,629 \text{ kg}$$

Y el coeficiente de seguridad mecánica del aislador es:

$$C_s = \frac{Q_{r \text{ ail}}}{g \cdot 50\% \text{ de } T_{m\acute{a}x}} = \frac{70 \cdot 10^3}{9,8 \cdot 788,629} = 9,057 > 3,5$$

2.4.2.3. Cálculos mecánicos de la cadena de amarre

Para el cálculo de las cargas normales se considera el peso del conductor, la sobrecarga correspondiente a la zona y el peso de los aisladores. En el caso de la cadena de amarre, se supondrá que el resto de elementos de la cadena representa el 20% del peso de los aisladores. Por lo tanto tendremos que verificar la siguiente ecuación:

$$\frac{Q_{r \text{ aisl}}}{g \cdot [P_{Cam\acute{a}x} + (n \cdot P_a) \cdot 1,2]} > C_s$$

$$\frac{70 \cdot 10^3}{9,8 \cdot [321,787 + (9 \cdot 3,4) \cdot 1,2]} = 19,924 > 3,5$$

Para el cálculo de las cargas anormales se considera el 100% de la tensión del conductor roto según el Reglamento. Por tanto el coeficiente de seguridad mecánica del aislador es:

$$C_s = \frac{Q_{r \text{ aisl}}}{g \cdot T_{m\acute{a}x}} = \frac{70 \cdot 10^3}{9,8 \cdot 1577,259} = 4,529 > 3,5$$

Se ha comprobado que el aislador seleccionado cumple los requerimientos necesarios en cuanto a resistencia mecánica, tanto para las cadenas de suspensión como para las cadenas de amarre.

2.4.3. Características generales del aislador

Las características generales del aislador a utilizar están indicadas en la tabla 53:

CARACTERÍSTICAS AISLADOR E-70-146	
Nivel de anticontaminación	Bajo
Carga de rotura (kN)	70
Clase IEC-305	U70BL
Paso (P) mm	146
Diámetro (D) mm	255
Línea de fuga mm	320
Unión normalizada IEC 120	16A
Tensión soportada a frecuencia industria en seco (kV)	70
Tensión soportada a frecuencia industria bajo lluvia (kV)	40
Tensión soportada a impulso de choque en seco (kV)	100
Tensión de perforación en aceite (kV)	130
Peso neto aproximado por unidad (kg)	3,4
Embalaje nº de un/caja madera	6

Tabla 53: Características generales del aislador E-70-146

2.4.4. Cadenas de aisladores

2.4.4.1. Cadena de suspensión

La cadena de suspensión quedará conformada de acuerdo a la tabla 54.

NÚMERO	DENOMINACIÓN
1	Horquilla de bola
9	Aislador E-70-146
1	Alojamiento de rótula
1	Grapa de suspensión

Tabla 54: Cadena de suspensión

2.4.4.2. Cadena de amarre

La cadena de amarre quedará conformada de acuerdo a la tabla 55.

NÚMERO	DENOMINACIÓN
1	Horquilla de bola
9	Aislador E-70-146
1	Alojamiento de rótula
1	Grapa de amarre

Tabla 55: Cadena de amarre

2.4.5. Gravivano

El gravivano es la longitud del vano que determina la acción del peso que los cables transmiten a aquel.

La longitud del gravivano se calcula con la distancia entre los de los vértices de la parábola que describen los conductores contiguos al apoyo que se considere.

El gravivano tiene por expresión:

$$a_g = a_{g1} + a_{g2}$$

Dónde:

a_g es el valor del gravivano de un apoyo.

a_{g1} , a_{g2} es la distancia existente entre los vértices de los cables de los vanos contiguos al apoyo de estudio.

2.4.6. Eolovano

El eolovano de una apoyo es la longitud de vano horizontal que hay que considerar para determinar el esfuerzo que, debido a la acción del viento sobre los cables, transmiten éstos al apoyo.

El eolovano es la semisuma de los vanos contiguos, es decir:

$$a_v = \frac{a_1 + a_2}{2}$$

Dónde:

a_v es el valor del eolovano en un apoyo.

a_1 , a_2 es el valor de los vanos contiguos al apoyo.

2.4.7. Cálculo de los gravivanos y eolovanos de la línea

Los valores del gravivano y del eolovano de indican en las tablas 56 y 57:

APOYO	VANO (m)	ag1 (m)	ag2 (m)	ag (m)
1	0	0	111,5	111,5
2	223	111,5	100	211,5
3	200	100	103	203
4	206	103	98,5	201,5
5	197	98,5	101,5	200
6	203	101,5	107,5	209
7	215	107,5	100	207,5
8	200	100	103	203
9	206	103	125,5	228,5
10	251	125,5	110,5	236
11	221	110,5	124,5	235
12	249	124,5	125,5	250
13	251	125,5	126	251,5
14	252	126	125	251
15	250	125	125	250
16	250	125	125	250
17	250	125	125	250
18	250	125	125	250
19	250	125	125	250
20	250	125	125,5	250,5
21	251	125,5	0	125,5

Tabla 56: Valores del Gravivano

APOYO	VANO (m)	a1 (m)	a2 (m)	av (m)
1	0	0	111,5	111,5
2	223	111,5	211,5	323
3	200	211,5	203	414,5
4	206	203	201,5	404,5
5	197	201,5	200	401,5
6	203	200	209	409
7	215	209	207,5	416,5
8	200	207,5	203	410,5
9	206	203	228,5	431,5
10	251	228,5	236	464,5
11	221	236	235	471
12	249	235	250	485
13	251	250	251,5	501,5
14	252	251,5	251	502,5
15	250	251	250	501
16	250	250	250	500
17	250	250	250	500
18	250	250	250	500
19	250	250	250	500
20	250	250	250,5	500,5
21	251	250,5	125,5	376

Tabla 57: Valores del Eolovano

2.5. DISTANCIAS MÍNIMAS DE SEGURIDAD

En las líneas aéreas es necesario distinguir entre distancias internas y externas.

Las distancias internas son dadas únicamente para diseñar una línea con una aceptable capacidad de resistir las sobretensiones.

Las distancias externas son utilizadas para determinar las distancias de seguridad entre los conductores en tensión y los objetos debajo o en las proximidades de la línea.

El objetivo de las distancias externas es evitar el daño de las descargas eléctricas al público en general, a las personas que trabajan en las cercanías de la línea eléctrica y a las personas que trabajan en su mantenimiento.

Las distancias dadas en los siguientes apartados no son aplicables cuando se realicen trabajos de mantenimiento de la línea aérea, con métodos de trabajo en tensión, para los cuales se deberán aplicar el R.D. 614/2001, de 8 de junio, sobre disposiciones mínimas para la protección de la salud y la seguridad de los trabajadores frente al riesgo eléctrico.

Dichas distancias se refieren a las líneas de transmisión que usan conductores desnudos. Las líneas que usan conductores aislados, con una capa de aislamiento

sólido alrededor del mismo para prevenir un fallo causado por un contacto temporal con un objeto puesto a tierra o un contacto temporal entre conductores de fase, se tratan en el ITC-LAT-08.

Cuando no se especifique que la distancia es horizontal o vertical, se tomará la menor distancia entre las partes con tensión y el objeto considerado, teniéndose en cuenta en el caso de carga con viento la desviación de los conductores y de la cadena de aisladores.

2.5.1. Distancia de aislamiento para evitar descargas

Según el artículo 5.2 de la ITC-LAT-07, se consideran tres tipos de distancias eléctricas:

D_{el} es la distancia de aislamiento en el aire mínima especificada para prevenir una descarga disruptiva entre conductores de fase y objetos a potencial de tierra en sobretensiones de frente lento o rápido. D_{el} puede ser tanto interna, cuando se consideran distancias del conductor a la estructura de la torre, como externas, cuando se considera una distancia del conductor a un obstáculo.

D_{pp} es la distancia de aislamiento en el aire mínima especificada para prevenir una descarga disruptiva entre conductores de fase durante sobretensiones de frente lento o rápido. D_{pp} es una distancia interna.

a_{som} es el valor mínimo de la distancia de descarga de la cadena de aisladores, definida como la distancia más corta en línea recta entre las partes en tensión y las partes puesta a tierra. En la línea esta distancia es 1,47 m

Se aplicarán las siguientes consideraciones para determinar las distancias internas y externas:

La distancia eléctrica D_{el} previene descargas eléctricas entre partes en tensión y objetos a potencial de tierra, en condiciones de explotación normal de la red.

Las condiciones normales incluyen operaciones de enganche, aparición de rayos y sobretensiones resultantes de faltas en la red.

La distancia eléctrica D_{pp} previene las descargas eléctricas entre fases durante maniobras y sobretensiones de rayos.

Es necesario añadir a la distancia externa D_{el} una distancia de aislamiento adicional, D_{add} para que en las distancias mínimas de seguridad al suelo, a líneas eléctricas, zonas de arbolado, etc. Se asegure que las personas u objetos no se acerquen a una distancia menor que D_{el} de la línea eléctrica.

La probabilidad de descarga a través de la mínima distancia interna a_{som} debe ser siempre mayor que la descarga a través de algún objeto o persona. Así, para cadenas de aisladores muy largas, el riesgo de descarga debe ser mayor sobre la distancia interna a_{som} que a objetos externos o personas. Por este motivo, las distancias

externas mínimas de seguridad ($D_{add} + D_{el}$) deben ser siempre superiores a $1,1 \cdot a_{som}$.

Los valores de D_{el} y D_{pp} en función de la tensión más elevada de la línea U_s . Serán los indicados en el artículo 5.2 de la ITC-LAT_07, en la tabla 15 “Distancias mínimas de aislamiento para evitar descargas” (tabla 58)

Tensión más elevada de la red U_s (kV)	D_{el} (m)	D_{pp} (m)
145	1,2	1,4

Tabla 58: Distancias de aislamiento eléctrico para evitar descargas

Los valores dados en la tabla 58 están basados en un análisis de los valores usados comúnmente en Europa, los cuales, está probado que son suficientemente seguros para el público en general.

Por lo tanto:

$$1,1 \cdot a_{som} = 1,1 \cdot 1,314 = 1,445 \text{ m}$$

$$D_{el} + D_{pp} = 2,6 \text{ m}$$

Con estos valores se puede comprobar:

$$D_{el} + D_{pp} > 1,1 \cdot a_{som}$$

Se cumple la indicación marcada en el Reglamento.

2.5.2. Distancias en el apoyo

Las distancias mínimas en el apoyo son las necesarias únicamente para diseñar la línea con una aceptable capacidad de resistir sobretensiones.

2.5.2.1. Distancias entre conductores

La distancia entre conductores de fase del mismo circuito debe ser tal que no haya riesgo alguno de cortocircuito entre fases, teniendo presente los efectos de las oscilaciones de los conductores debidas al viento y desprendimiento de la nieve acumulada sobre ellos.

Según el artículo 5.4.1 de la ITC-LAT-07 la distancia entre conductores se calcula mediante la siguiente expresión:

$$D = K \cdot \sqrt{F + L} + K' \cdot D_{pp}$$

Dónde:

D es la separación entre conductores de fase del mismo circuito en metros.

K es el coeficiente que depende de la oscilación de los conductores. Se toma de la tabla 59.

K' es el coeficiente que depende de la tensión nominal de la línea. Para una línea de 132 kV es de 0,75

F es la flecha máxima. Su valor es 6,365 m.

L es la longitud en metros de la cadena de suspensión. Su valor es de 1,314 m.

D_{pp} es la distancia mínima aérea especificada para prevenir una descarga disruptiva entre conductores de fase durante sobretensiones de frete lento o rápido.

Para la línea el valor es el indicado en la tabla 58. Este valor es 1,4 m.

ÁNGULO DE OSCILACIÓN	VALORES DE K (Tensión nominal > 30 kV)
Superior a 65°	0,7
Entre 40° y 65°	0,65
Inferior a 40°	0,6

Tabla 59: Coeficiente K en función del ángulo de oscilación

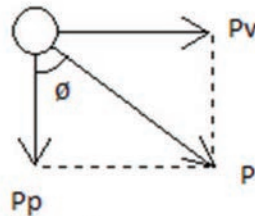


Figura 17: Ángulo de oscilación

$$P_p = 548 \text{ kg/m} = 0,537 \text{ daN/m}$$

$$P_v = 0,945 \text{ daN/m}$$

$$\operatorname{tg} \theta = \frac{P_v}{P_p} = \frac{0,945}{0,537} = 1,758 \rightarrow \theta = 60,39^\circ$$

Como el ángulo de oscilación se encuentra entre 40° y 65°, el valor de K es 0,65.

Si sustituimos en la expresión anterior obtenemos la distancia entre los conductores de fase.

$$D = K \cdot \sqrt{F} + L + K' \cdot D_{pp} = 0,65 \cdot \sqrt{6,365} + 1,314 + 0,75 \cdot 1,4 = 2,85 \text{ m}$$

2.5.2.2. Distancias entre conductores y partes puestas a tierra

Según el artículo 5.4.2 de la ITC-LAT-07, la separación mínima entre conductores y sus accesorios en tensión y los apoyos no será inferior a D_{el} con un mínimo de 0,2.

Por lo tanto la distancia más restrictiva es D_{el} , que es de 1,2 m. Esta distancia es inferior a la longitud de la cadena de aisladores, que es de 1,314 m, por lo tanto se cumple la distancia de seguridad.

2.5.3. Distancias al terreno, caminos, sendas y cursos de agua no navegables

Según el artículo 5.5 de la ITC-LAT-07, la altura de los apoyos será suficiente para que los conductores con su máxima flecha vertical, queden situados por encima de cualquier punto del terreno, vereda o superficie de agua no navegable, a una altura (con un mínimo de 6 m) que se calcula con la siguiente expresión:

$$D = 5,3 + D_{el}$$

Por lo tanto:

$$D = 5,3 + 1,2 = 6,5 \text{ m}$$

A esta distancia si le sumamos el valor de la flecha máxima obtenemos la altura mínima del apoyo:

$$H \geq F_{m\acute{a}x} + D = 13,62 \text{ m}$$

2.5.4. Distancias a carreteras

Para la instalación de apoyos, tanto en caso de cruzamientos, como en el caso de paralelismos habrá que tener en cuenta una distancia mínima entre el apoyo y la carretera de 25 metros, tal y como indica el artículo 5.7 de la ITC-LAT-07.

2.5.4.1. Cruzamientos

La distancia máxima a la que puede estar situado el conductor sobre la rasante de la carretera se calcula mediante la expresión que se expone a continuación. En el artículo 5.7.1 de la ITC-LAT-07 indica que esta distancia tiene que ser como mínimo de 7 metros.

$$D = D_{add} + D_{el}$$

Dónde:

D_{add} es igual a 6,3 m para líneas que no son de categoría especial.

Sustituyendo:

$$D = 6,3 + 1,2 = 7,5 \text{ m}$$

Teniendo en cuenta la flecha máxima la altura mínima de apoyo será:

$$H \geq F_{m\acute{a}x} + D = 8,286 + 7,5 = 14,62 \text{ m}$$

2.5.5. Distancias a ferrocarriles electrificados, tranvías o trolebuses

En nuestro caso no nos afecta, puesto que no tenemos ningún cruzamiento en este tipo de situaciones.

2.5.6. Paso por zonas

En general para las líneas eléctricas aéreas con conductores desnudos se define la zona de servidumbre de vuelo como la franja de terreno definida por la proyección sobre el suelo de los conductores extremos, consideradas estos y sus cadenas de aisladores, en las condiciones más desfavorables, sin contemplar distancia alguna adicional.

Las condiciones más desfavorables son considerar a los conductores y a su cadena de aisladores en su posición de máxima desviación calculada anteriormente.

Las líneas de alta tensión deben cumplir el Real Decreto de 1955/2000, de 1 de diciembre en todo lo referente a las limitaciones para la constitución de servidumbre de paso.

2.5.6.1. Bosques, arboledas y masas de arbolado

Para evitar las interrupciones del servicio y los posibles incendios producidos por el contacto de ramas o troncos de árboles con los conductores de la línea eléctrica aérea, deberá establecerse, mediante la indemnización correspondiente, una zona de protección de la línea definida por la zona de servidumbre de vuelo incrementada por la distancia de seguridad indicada a ambos lados de dicha proyección empleando la ecuación indicada a continuación, tal y como indica el artículo 5.12.1 de la ITC-LAT-07.

$$D = 1,5 + D_{el}$$

$$D = 1,5 + 1,2 = 2,7 \text{ m}$$

Al calcular la altura mínima del apoyo a la distancia mínima de seguridad, en el caso de que los conductores sobrevuelen árboles, habrá que sumarle la flecha máxima y la altura máxima de los árboles.

$$H \geq 1,5 + D_{el} + F$$

$$H \geq 1,5 + 1,2 + 8,286 = 9,82 \text{ m}$$

2.5.6.2. Edificios, construcciones y zonas urbanas

En nuestro caso no nos afecta, puesto que no tenemos ningún paso en este tipo de situaciones.

2.5.7. Resumen de distancias mínimas de seguridad

En la tabla 60, se resumen las distancias mínimas de seguridad más restrictivas en cada caso.

TIPO		DISTANCIA (m)
DISTANCIAS EN EL APOYO	DISTANCIAS ENTRE CONDUCTORES	2,85
	DISTANCIAS ENTRE CONDUCTORES Y PARTES PUESTAS A TIERRA	1,20
DISTANCIAS AL TERRENO, CAMINO, SENDAS Y CURSOS NO NAVEGABLES		6,50
DISTANCIAS A CARRETERAS	CRUZAMIENTOS	7,50
PASO POR ZONAS	BOSQUES, ÁRBOLES Y MASAS DE ARBOLADO	2,70

Tabla 60: Distancias mínimas de seguridad

2.6. CÁLCULO DE LOS APOYOS

2.6.1. Cálculo de la altura mínima de los apoyos

Para calcular la altura mínima habrá que considerar la mayor de las distancias mínimas de seguridad y sumarle la flecha y los objetos que se pueden encontrar.

Esta distancia máxima la encontramos en la distancia por zonas

2.6.2. Distancia mínima de separación de los conductores en el apoyo

La distancia mínima de separación entre los conductores de fase y entre estos y el cable de tierra tiene que ser al menos igual a la calculada en el apartado 2.5.2.1. Esta distancia es de 2,85 m.

2.6.3. Selección del apoyo

Para la selección del apoyo se utilizará el catálogo de Made. Se seleccionarán los distintos elementos que constituyen el apoyo.

2.6.3.1. Serie

Lo primero se tiene que definir es la serie del apoyo que se desea utilizar. Se ha optado por los apoyos de la serie ARCE. Estos apoyos están diseñados para tensiones de hasta 132 kV.

Los apoyos ARCE están compuestos por perfiles angulares de alas iguales totalmente atornillados, de fuste formado por tramos troncopiramidales de sección cuadrada y cabezas de tramos prismáticos rectos. La celosía es doble, contrapeada entre caras en el fuste.

Son apoyos de cimentación en cuatro macizos, por lo que el tramo final siempre consiste en una base con 4 patas más anclaje embebido en cemento.

2.6.3.2. Alturas

Para seleccionar la altura de los apoyos se ha tenido en cuenta la altura mínima de los apoyos calculada anteriormente en el apartado 2.6.1. Las alturas para cada apoyo se indican en la tabla 61.

Apoyo	Altura (m)	Apoyo	Altura (m)
1	13,95	12	20,70
2	13,95	13	13,95
3	13,95	14	16,20
4	13,95	15	13,95
5	13,95	16	13,95
6	13,95	17	18,45
7	13,95	18	18,45
8	13,95	19	13,95
9	13,95	20	13,95
10	16,20	21	13,95
11	20,70		

Tabla 61: Alturas de los apoyos

2.6.3.3. Armados

Al tratarse de una línea de circuito simple se escogerá un armado tipo F. Para saber cuál hay que escoger, habrá que verificar que la distancia entre conductores no sea nunca inferior a la mínima (2,85 m)

$$\sqrt{(2 \cdot b)^2 + (c - a)^2} > 2,85 \text{ m}$$

$$\sqrt{(b)^2 + (2 \cdot a)^2} > 2,85 \text{ m}$$

$$\sqrt{(b)^2 + (a + c)^2} > 2,85 \text{ m}$$

$$\sqrt{(a)^2 + (d)^2} > 2,85 \text{ m}$$

Por ello se selecciona el tipo F40 que cumple con las especificaciones. Las distancias de este armado se especifican en la tabla 62.

a	2,40
b	2,00
c	2,40
d	3,70

Tabla 62: Distancias del armado F40

Con los datos que se han calculado ya se puede especificar los modelos de los apoyos que se van a utilizar:

- ARCE 630 13,95m F40
- ARCE 630 16,2m F40
- ARCE 630 18,45m F40
- ARCE 630 20,7m F40

2.6.4. Tabla de apoyos

En la tabla 63 se muestran el número de apoyo, las coordenadas UTM, el vano, la altitud de los apoyos y la función de dichos apoyos.

APOYO	UTM X	UTM Y	VANO (m)	ALTITUD (m)	FUNCIÓN
1	412997,83	4441001,60	0	531	Principio de línea
2	413213,00	4440942,72	223	521	Ángulo
3	413387,93	4440842,51	200	512	Alineación
4	413567,40	4440743,41	206	516	Alineación
5	413740,19	4440649,40	197	534	Alineación
6	413917,52	4440554,47	203	549	Alineación
7	414104,95	4440451,44	215	557	Alineación
8	414230,47	4440294,47	200	562	Alineación
9	414360,31	4440134,14	206	548	Alineación
10	414518,57	4439938,96	251	568	Ángulo
11	414709,52	4439828,58	221	586	Alineación
12	414928,28	4439713,55	249	595	Alineación
13	415150,62	4439593,22	251	592	Alineación
14	415375,41	4439479,92	252	604	Alineación
15	415599,94	4439369,44	250	604	Alineación
16	415825,06	4439260,84	250	627	Alineación
17	416049,09	4439149,42	250	621	Alineación
18	416271,43	4439035,44	250	625	Alineación
19	416496,77	4438928,76	250	639	Alineación
20	416721,05	4438817,42	250	641	Alineación
21	416946,61	4438704,67	251	650	Fin de línea

Tabla 63: Tabla de apoyos

2.7. CIMENTACIONES

En el catálogo de MADE nos dicen que la cimentación de estos apoyos está constituida por macizos independientes y que la cimentación óptima en volumen es la de geometría tipo “pata de elefante”.

En la tabla 64, se indican los esfuerzos nominales sobre anclajes expresado en daN.

	13,95 m	16,20 m	18,45 m	23,00 m
Compresión	18.700	20.065	20.065	21.280
Tracción	16.570	18.085	18.085	19.285

Tabla 64: Esfuerzos nominales sobre anclajes en daN

La distancia entre macizos para las distintas alturas son las siguientes, expresadas en metros:

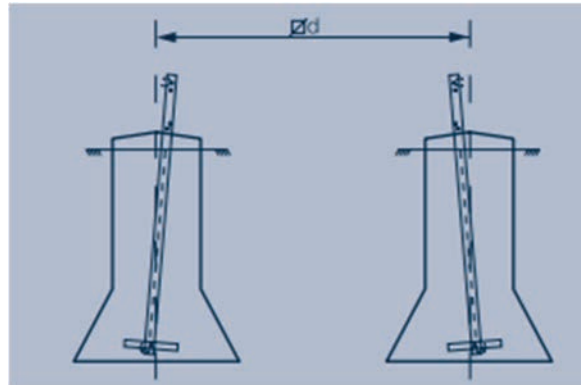


Figura 18: Distancia entre macizos

Hu	13,95	16,2	18,45	20,7
d	3,15	3,45	3,75	4,05

Tabla 65: Distancia entre macizos para diferentes alturas

En el catálogo de Made da la opción de la cimentación para diferentes tipos de terreno. En el caso del presente proyecto, a falta de un estudio geotécnico se escogerá la cimentación para un terreno medio normal.

Los datos de la cimentación se adjuntan en la tabla 66. Las magnitudes son descritas en la figura.

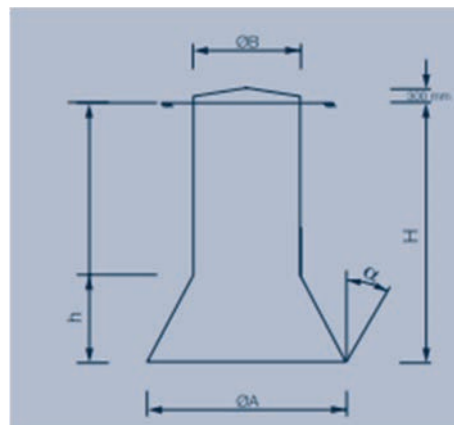


Figura 19: Magnitudes de la cimentación

Apoyo	Altura (m)	D(m)	d (m)	H (m)	h (m)	V (m ³)
ARCE 630	9,45 - 13,95	1,40	1,00	2,30	0,40	1,95
	16,20 - 18,45	1,40	1,00	2,35	0,40	1,99
	20,70 - 23,00	1,40	1,00	2,45	0,40	2,07

Tabla 66: Datos de la cimentación

2.8. CRUZAMIENTOS

Los cruzamientos contemplados en el RLAT, se deben ajustar al artículo 5 de dicho Reglamento.

Los cruzamientos que se presentan en la línea objeto de este proyecto son los siguientes:

- Con la carretera TO-1927 entre los apoyos nº 1 y nº 2.
- Con el Río Guadarrama entre los apoyos nº 3 y nº 4.
- Con caminos rurales entre los apoyos nº 5 y nº 6; nº 7 y nº 8; nº 8 y nº 9; nº 14 y nº 15; nº 20 y nº 21.

2.9. VIBRACIONES

Debido a que en el cable de tierra los fenómenos vibratorios son superiores a las indicadas en el Reglamento, es necesario colocar dispositivos de amortiguamiento en todos los vanos.

Por tanto se instalará amortiguamiento para conseguir reducir la amplitud de vibración y por consiguiente la deformación a la salida de la grapa. Este amortiguamiento exterior se obtiene mediante la colocación de un amortiguador o antivibrador, que es un sencillo aparato que, adosado al cable, vibra con él y al hacerlo así disipa energía de vibración.

Su adición al cable va a distorsionar la deformación de éste contribuyendo a disminuir la deformación. Contrariamente al autoamortiguamiento del cable, que es un parámetro distribuido, el amortiguamiento disipa una energía determinada en un punto del cable y su efecto se distribuye en todo el vano (el efecto de un amortiguador será mayor en un vano corto que en uno largo).

El viento también da lugar a diversos fenómenos de tipo oscilatorio en las líneas aéreas y de telecomunicación. De éstos el más conocido es la llamada vibración eólica por ser el más extendido (afecta en mayor o menor medida a todas las líneas), y porque, siendo la frecuencia relativamente elevada, sin las debidas protecciones da lugar a problemas de frotamiento-fatiga, incluso roturas en los propios cables, y en los herrajes y apoyos.

Por tanto, se seleccionará un amortiguador del catálogo del fabricante MADE indicados especialmente para cables de fibra óptica, que para el diámetro del cable de tierra de 14,25 mm sólo ofrece dos posibilidades. En el presente proyecto se ha escogido el modelo A17110.

Las características del amortiguador son las indicadas en la tabla 67.

Referencia	Φ Conductor		Dimensiones en mm			Tornillo			Peso (kg)
	Min.	Max.	A	B	C	ΦD	E	Par de apriete N.m.	
A17110	12,0	17,5	421	55	65	M-10	17	20	2,35

Tabla 67: Características del amortiguador

2.10. CÁLCULO DE LA PUESTA A TIERRA

2.10.1. Generalidades

En los apoyos de las zonas frecuentadas la resistencia de difusión máxima de puesta a tierra no superará los 20 Ω. En las zonas de pública concurrencia es obligatorio el empleo de electrodos de difusión en anillo enterrado.

En el presente proyecto se va a adoptar los siguientes criterios para la realización de la puesta a tierra:

- Material de los electrodos: Picas bimetálicas de acero – cobre y cable de cobre de 50 mm² de sección.
- Tipo de electrodos:
 - Pica hincada en el fondo de la excavación y conectada al apoyo con cable de cobre de 0,70 m de profundidad.
 - Anillo cuadrado cerrado de cable de cobre conectado al apoyo, enterrado en zanja de 0,70 m de profundidad y 5 m de lado.
- Zonas: En la presente línea algunos apoyos se encuentran en zonas frecuentadas, en las inmediaciones de Lominchar y otras no frecuentadas.
- Toma de tierra: Se compone de la puesta a tierra que se realiza a la vez que la cimentación y de la mejora de tierra que se realiza con posterioridad a la toma de lectura de la resistencia de la puesta a tierra.

2.10.2. Resistividad del terreno

La resistividad del terreno se mide mediante el método Wenner, también conocido como el método de las cuatro sondas equidistantes. La profundidad de las sondas no tiene porqué sobrepasar los 30 cm.

En la zona de la línea el valor de la resistividad del terreno es de 150 Ωm .

El valor máximo de la corriente de defecto a tierra reflejado en la normativa es de $I_d = 500$ A. El valor de tiempo máximo de duración del efecto es de $t = 0,5$ s.

2.10.3. Cálculo de resistencia del sistema de tierras

Los electrodos a emplear son mixtos, compuestos por picas de acero – cobre de 14 mm de diámetro y 2 m de longitud, con sus cabezas enterradas a profundidades de 0,7 m, unidas entre sí por cable de cobre desnudo de 50 mm² de sección formando un cuadrado de 5 m de lado.

Para el cálculo de resistencias de electrodos se empleará el “Método de las Superficies Equipotenciales”.

2.10.3.1. Resistencia de las picas

El valor de la resistencia de las picas enterradas viene determinado por la expresión:

$$R_{PICA} = \frac{\rho}{2 \cdot \pi \cdot L} \cdot \ln \left[\frac{h \cdot (2 \cdot a + L)}{a \cdot (2 \cdot h + L)} \right] + \frac{\rho}{2 \cdot \pi \cdot (L + h)} \cdot \ln \left[\frac{2 \cdot h + L}{h} \right]$$

Dónde:

ρ es la resistividad del terreno. Su valor es de 150 Ωm .

L es la longitud de la pica, que es de 2 m.

A es el radio de la pica, que es de 0,007 m.

h es la profundidad de enterramiento de la cabeza de la pica, que es de 0,7 m.

Por lo tanto:

$$R_{PICA} = \frac{150}{2 \cdot \pi \cdot 2} \cdot \ln \left[\frac{0,7 \cdot (2 \cdot 0,007 + 2)}{0,007 \cdot (2 \cdot 0,7 + 2)} \right] + \frac{150}{2 \cdot \pi \cdot (2 + 0,7)} \cdot \ln \left[\frac{2 \cdot 0,7 + 2}{0,7} \right]$$

$$R_{PICA} = 62,69 \, \Omega$$

2.10.3.2. Resistencia del cable enterrado

El cable conductor enterrado en forma de anillo tiene una resistencia que se calcula mediante la expresión:

$$R_{CABLE} = \frac{\rho}{2 \cdot \pi \cdot L} \cdot \ln \left[\frac{h \cdot (2 \cdot a + L)}{a \cdot (2 \cdot h + L)} \right] + \frac{\rho}{\pi \cdot (L + 2 \cdot h)} \cdot \ln \left[\frac{4 \cdot h + L}{2 \cdot h} \right]$$

Dónde:

ρ es la resistividad del terreno, que es de 150 Ω .

L es la longitud del anillo cuadrado del cable enterrado, que es de 5 m.

A es el radio del cable 0,00564 m.

H es la profundidad de enterramiento de la cabeza de la pica, que es de 0,7 m.

Sustituyendo:

$$R_{CABLE} = \frac{150}{2 \cdot \pi \cdot 5} \cdot \ln \left[\frac{0,7 \cdot (2 \cdot 0,00564 + 5)}{0,00564 \cdot (2 \cdot 0,7 + 5)} \right] + \frac{150}{\pi \cdot (5 + 2 \cdot 0,7)} \cdot \ln \left[\frac{4 \cdot 0,7 + 5}{2 \cdot 0,7} \right]$$

$$R_{CABLE} = 34,67 \Omega$$

2.10.3.3. Resistencia total del apoyo

Cada uno de los apoyos presenta una resistencia cuyo valor se obtiene mediante la expresión:

$$R_{APOYO} = \frac{\frac{R_{PICA}}{4} \cdot R_{CABLE}}{\frac{R_{PICA}}{4} + R_{CABLE}}$$

Sustituyendo:

$$R_{APOYO} = \frac{\frac{62,69}{4} \cdot 34,67}{\frac{62,69}{4} + 34,67} = 10,793 \Omega < 20 \Omega$$

2.10.3.4. Resistencia de difusión de la línea

La resistencia de difusión a tierra se obtiene mediante el paralelo de la resistencia de todos los apoyos cuyo valor se calcula con la expresión:

$$R_{DIFUSION} = \frac{R_{APOYO}}{N^{\circ} APOYOS}$$

Sabiendo que R_{APOYO} es 10,793 Ω ,

$$R_{DIFUSION} = \frac{10,793}{21} = 0,514 \Omega$$

2.10.3.5. Potencial absoluto

Es el valor máximo de la tensión en el electrodo. Se determina mediante la expresión:

$$V_0 = \frac{I_d}{N^{\circ} APOYOS} \cdot R_{APOYO}$$

Sustituyendo los valores anteriormente calculados:

$$V_0 = \frac{500}{21} \cdot 10,793 = 256,976 V$$

2.10.4. Cálculo de las tensiones de paso y contacto

2.10.4.1. Tensión de contacto

Cuando se produce una falta a tierra partes de la instalación se pueden poner en tensión y en el caso de que una persona o animal estuviere tocándolos, podría circular a través de él una corriente peligrosa. La norma UNE-ICE/TS 60479-1 da indicaciones sobre los efectos de la corriente que pasa a través del cuerpo humano en función de su magnitud y duración, estableciendo así una relación entre los valores admisibles de la corriente que puede circular a través del cuerpo humano y su duración.

Según la terminología de la ITC-LAT-07, se define tensión de contacto como la fracción de la tensión de puesta a tierra que puede ser puenteada por una persona entre la mano y un punto del terreno situado a un metro de separación o entre ambas manos.

Los valores admisibles de la tensión de contacto aplicada, U_{ca} , a la que puede estar sometido el cuerpo humano entre la mano y los pies, en función de la corriente de falta, se dan en la figura, obtenida del apartado 7.3.4.1 de la ITC-LAT-07.

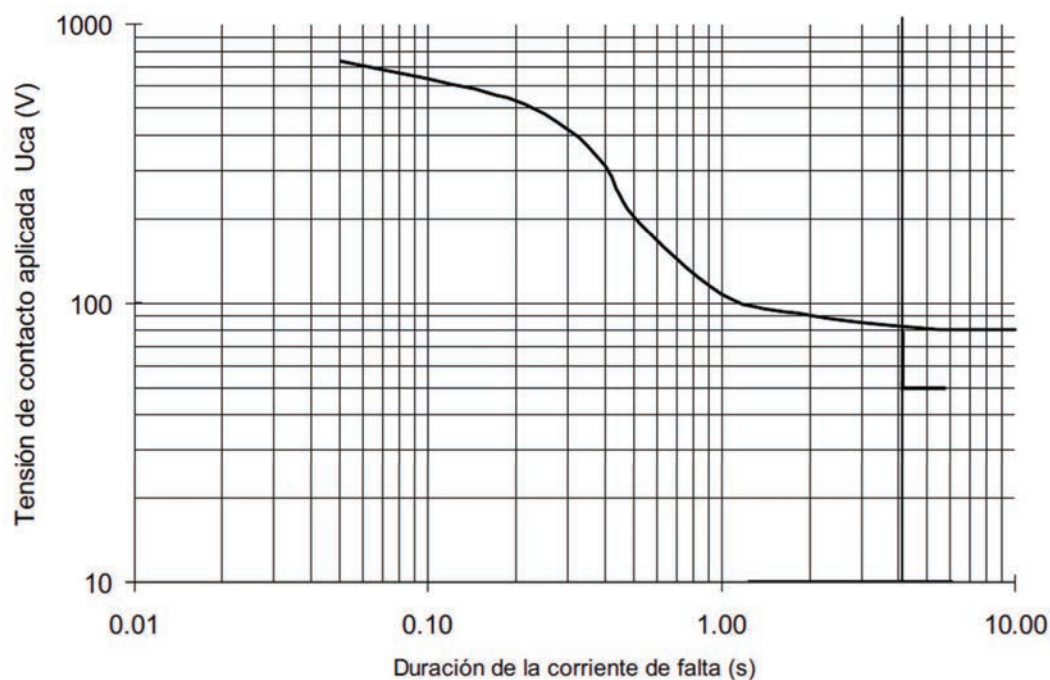


Figura 20: Valores admisibles de la tensión de contacto

En la tabla 68 se muestran valores de algunos de los puntos de la curva.

Duración de la corriente de falta, t_f (s)	Tensión de contacto aplicada admisible, U_{ca} (V)
0,05	735
0,10	633
0,20	528
0,30	420
0,40	310
0,50	204
1,00	107
2,00	90
5,00	81
10,00	80
>10,00	50

Tabla 68: Valores admisibles de la tensión de contacto

Por lo tanto, para un valor de 0,5 segundos de corriente de falta, se obtiene un valor de 204 V de tensión de contacto U_{ca} .

Esta curva ha sido determinada considerando las siguientes hipótesis:

- La corriente entre la mano y los pies.
- Únicamente se ha considerado la propia impedancia del cuerpo humano, no considerándose resistencias adicionales como la resistencia a tierra del punto de contacto en el terreno, la resistencia del calzado o la presencia de empuñaduras aislantes, etc.
- La impedancia del cuerpo humano tiene un 50% de probabilidad de que su valor sea menor o igual al considerado.
- Una probabilidad de fibrilación ventricular del 5%.

Estas hipótesis establecen la seguridad para las personas debido a la baja probabilidad de que simultáneamente se produzca una falta a tierra y la persona o animal esté tocando un componente conductor de la instalación. Salvo casos excepcionales justificados, no se considerarán tiempos de duración de la corriente de falta inferiores a 0,1 segundos.

Para definir la duración de la corriente de falta aplicable, se tendrá en cuenta el funcionamiento correcto de las protecciones y los dispositivos de maniobra.

Cada defecto a tierra será desconectado automática o manualmente. Por lo tanto, las tensiones de contacto de muy larga duración, o de duración indefinida, no aparecen como una consecuencia de los defectos de tierra.

A partir de los valores admisibles de la tensión de contacto aplicada, se pueden determinar las máximas tensiones de contacto admisibles en la instalación, U_c , considerando todas las resistencias adicionales que intervienen en el circuito, tal y como se muestra en la figura 21.

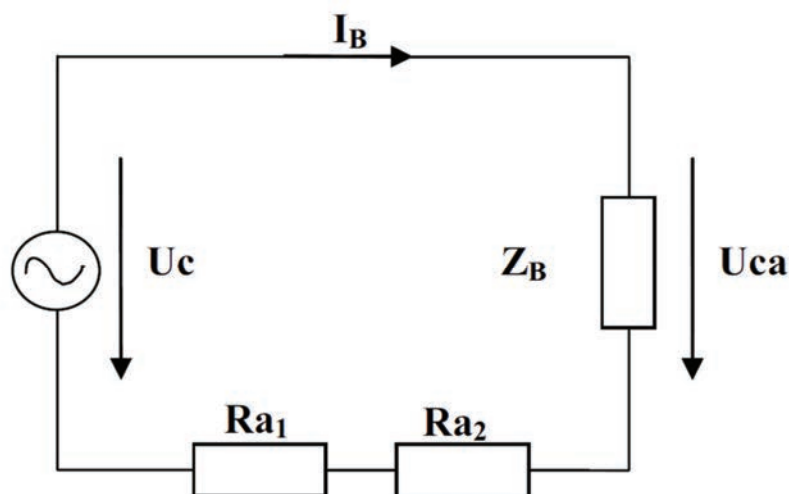


Figura 21: Esquema del circuito de contacto

Dónde:

U_{ca} es la tensión de contacto aplicada admisible. La tensión a la que puede estar sometido el cuerpo humano entre una mano y los pies.

Z_B es la impedancia del cuerpo humano.

I_B es la corriente que fluye a través del cuerpo.

U_c es la tensión de contacto máxima admisible en la línea que garantiza la seguridad de las personas, considerando resistencias adicionales (por ejemplo, resistencia a tierra del punto de contacto, calzado, presencia de superficies de material aislante).

R_a es la resistencia adicional ($R_a = R_{a1} + R_{a2}$)

R_{a1} es, por ejemplo, la resistencia de un calzado cuya suela sea aislante.

R_{a2} es la resistencia a tierra del punto de contacto con el terreno $R_{a2} = 1,5 \cdot \rho$, donde ρ es la resistividad del suelo cerca de la superficie.

A efectos de los cálculos para el proyecto, para determinar las máximas tensiones de contacto admisibles, U_c , se empleará la expresión:

$$U_c = U_{ca} \cdot \left[1 + \frac{R_{a1} + R_{a2}}{Z_B} \right] = U_{ca} \cdot \left[1 + \frac{R_{a1} + 1,5 \cdot \rho}{1000} \right]$$

Responde al siguiente planteamiento:

- U_{ca} es el valor admisible de la tensión de contacto aplicada que es función de la duración de la corriente de falta (tabla 68 de este mismo apartado).
- Se asimila cada pie a un electrodo en forma de placa de 200 cm² de superficie, ejerciendo sobre el suelo una fuerza mínima de 250 N, lo que representa una resistencia de contacto con el suelo para cada electrodo de 3ps, evaluada en función de la resistividad superficial ρ del terreno. Al estar los dos pies juntos, la resistencia a tierra del punto de contacto será el equivalente en paralelo de las dos resistencias: $R_{a2} = 1,5ps$.

Según cada caso, R_{a1} es la resistencia del calzado, la resistencia de superficies de material aislante, etc.

CLASIFICACIÓN DE LOS APOYOS SEGÚN SU UBICACIÓN

Para poder identificar los apoyos en los que se debe garantizar los valores admisibles de las tensiones de contacto, se establece en el artículo 7.3.4.2 de la ITC-LAT-07 la siguiente clasificación de los apoyos según su ubicación:

- Apoyos Frecuentados: Son los situados en lugares de acceso público y donde la presencia de personas ajenas a la instalación eléctrica es frecuente: donde se espere que las personas se queden durante un tiempo relativamente largo, algunas horas al día varias semanas, o por un tiempo corto pero muchas veces al día, por ejemplo, cerca de áreas residenciales o campos de juego.

En el caso de la presente línea, se considerarán frecuentados los apoyos situados cerca de Lominchar.

El diseño del sistema de puesta a tierra de este tipo de apoyos debe ser verificado según se indica en el apartado 7.3.4.3 de la ITC-LAT-07.

Desde el punto de vista de la seguridad de las personas, los apoyos frecuentados podrán considerarse exentos del cumplimiento de las tensiones de contacto en los siguientes casos:

- Cuando se aislen los apoyos de tal forma que todas las partes metálicas del apoyo quedan fuera del volumen de accesibilidad limitado por una distancia horizontal mínima de 1,25 m, utilizando para ello vallas aislantes.
- Cuando todas las partes metálicas del apoyo queden fuera del volumen de accesibilidad limitado por una distancia horizontal mínima de 1,25 m, debido a agentes externos (orografía del terreno, obstáculos naturales, etc.)
- Cuando el apoyo esté recubierto por placas aislantes o protegido por obra de fábrica de ladrillo hasta una altura de 2,5 m, de forma que se impida la escalada al apoyo.

En estos casos, no obstante, habrá que garantizar que se cumplen las tensiones de paso aplicadas.

Apoyos frecuentados con calzado. Se considerará como resistencias adicionales la resistencia del calzado, R_{a1} , y la resistencia a tierra en el punto de contacto, R_{a2} . Se puede emplear como valor de la resistencia del calzado 1000Ω .

$$R_a = R_{a1} + R_{a2} = 1000 + 1,5 \cdot \rho$$

Estos apoyos serán los situados en lugares donde se puede suponer, razonadamente, que las personas estén calzadas, como pavimentos de carreteras públicas, lugares de aparcamiento, etc.

Por lo tanto, con los datos recogidos del Reglamento, se calculará mediante la ecuación mostrada anteriormente el valor de la tensión de contacto máxima admisible.

$$U_c = U_{ca} \cdot \left[1 + \frac{R_{a1} + 1,5 \cdot \rho}{1000} \right] = 204 \cdot \left[1 + \frac{1000 + 1,5 \cdot 150}{1000} \right] = 453,9 \text{ V}$$

- Apoyos no frecuentados: Son los situados en lugares que no son de acceso público o donde el acceso de personas es poco frecuente.

2.10.4.2. Tensión de paso

Según el artículo 7.3.4.1 para las tensiones de paso no es necesario definir valores admisibles, ya que los valores admisibles de las tensiones de paso aplicadas son mayores que los valores admisibles en las tensiones de contacto aplicadas. Por tanto, si un sistema de puesta a tierra satisface los requisitos numéricos establecidos para tensiones de contacto aplicadas, se puede suponer que, en la mayoría de los casos, no aparecerán tensiones de paso aplicadas peligrosas. Por este motivo no se definen valores admisibles para las tensiones de paso aplicadas. Cuando las tensiones de contacto calculadas sean superiores a los valores máximos admisibles, se recurrirá al empleo de medidas adicionales de seguridad a fin de reducir el riesgo de las personas y de los bienes, en cuyo caso será necesario cumplir los valores máximos admisibles de las tensiones de paso aplicadas, debiéndose tomar como referencia lo establecido en el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en centrales eléctricas, subestaciones y centros de transformación.

2.10.5. Corrección y ajuste del diseño inicial, estableciendo el definitivo

Al ser valores de la resistividad estimados, después de construir la instalación de tierra, se harán las comprobaciones y verificaciones precisas y se realizarán los cambios que sean necesarios para alcanzar los valores reglamentarios.

3.Pliego de condiciones

3.1. OBJETIVO Y CAMPO DE APLICACIÓN

Determina las condiciones mínimas aceptables para la ejecución de las obras de montaje de la línea objeto del presente proyecto.

Estas obras se refieren al suministro e instalación de los materiales necesarios en la construcción de la línea.

3.2. DISPOSICIONES GENERALES

El Contratista está obligado a cumplir con la reglamentación del trabajo correspondiente, a contratar el seguro obligatorio, subsidio familiar y pensión de jubilación, seguro de asistencia sanitaria y todas las reglamentaciones de carácter social vigentes o que indiquen a continuación.

En particular deberá cumplir con lo establecido en la norma UNE 24042 (Contratación de obras, Condiciones generales), siempre que no lo modifique el presente pliego de condiciones.

3.3. CONDICIONES LEGALES

En las obras a acometer para la ejecución de la línea, se contemplará en todo momento el cumplimiento de todas las disposiciones incluidas en la normativa vigente mencionadas en el apartado 1.1.4.

3.4. PLAN DE SEGURIDAD Y SALUD DE LA OBRA

El plan de seguridad y salud de la obra se ajustará al Estudio de Seguridad y Salud.

El Contratista está obligado a aportar todas las unidades de seguridad indicadas en dicho Estudio de Seguridad y Salud.

Quedará bajo la dirección de Obra y del coordinador de seguridad la aprobación para incluir en el plan de seguridad, y por lo tanto en la obra, a cualquier subcontrata.

El Contratista estará obligado a cumplir con las condiciones que garanticen la seguridad en el trabajo y la seguridad pública.

3.5. EJECUCIÓN DEL TRABAJO

Corresponde al Contratista la responsabilidad en la ejecución de los trabajos que deberán realizarse conforme a las reglas del arte.

3.5.1. Apertura de hoyos

Las dimensiones de las excavaciones se ajustarán lo más posible a las indicadas por el Director de Obra. Las paredes de los hoyos serán verticales.

El Contratista tomará las disposiciones convenientes para dejar el menor tiempo posible abierto las excavaciones, con el objeto de evitar accidentes.

Las excavaciones se realizarán con útiles apropiados según el tipo de terreno.

3.5.2. Transporte y acopio a pie de apoyo

El transporte se hará en condiciones tales que los puntos de apoyo de los postes con la caja del vehículo queden bien promediados respecto a la longitud de los mismos.

Se evitarán las sacudidas bruscas durante el transporte.

En la carga y descarga de los vehículos se evitará toda clase de golpes o cualquier otra causa que pueda producir el agrietamiento de los mismos.

Por ninguna razón el poste quedará apoyado de plano. Su colocación siempre será de canto para evitar en todo momento deformaciones y grietas.

En el depósito de obra se colocarán los postes con una separación de éstos con el suelo y entre ellos (en el caso de unos encima de otros) con objeto de meter los estribos, por lo que pondrán como mínimo tres puntos de apoyo, los cuales será, tacos de madera y todos ellos de igual tamaño. Por ninguna razón se utilizarán piedras para este fin.

Los apoyos no serán arrastrados, ni golpeados, ya que un golpe puede torcer o romper cualquiera de los angulares que lo componen, dificultando su armado.

Desde el almacén de obra se transportarán con carros especiales o elementos apropiados al pie del hoyo.

Los estribos a utilizar serán los adecuados para no producir daños en los apoyos.

El Contratista tomará nota de los materiales recibidos dando cuenta al Director de Obra de las anomalías que se produzcan.

Cuando se transporten apoyos despiezados, es conveniente que sus elementos vayan numerados, en especial los diagonales. Por ninguna causa los elementos que componen el apoyo se utilizarán como palanca o arriostramiento.

Las bobinas, en sus diversos movimientos, serán tratados con mucho cuidado para evitar deterioros en los conductores y mantener el carrete de madera en buen

estado de conservación. Para ello, en la carga y descarga se utilizarán mecanismos de elevación que eviten choques bruscos.

Nunca rodarán las bobinas en terrenos pedregosos que puedan ocasionar daños sobre los conductores.

Las bobinas en general estarán almacenadas al abrigo de materias que por su acción pudieran deteriorar al conductor.

En cuanto al transporte de herrajes también se cuidará el que no sufran dobleces, deformaciones o cualquier otro tipo de daño que pueda deteriorar o inutilizar éstos.

3.5.3. Cimentaciones

La cimentación de los apoyos se realizará de acuerdo al Proyecto. Se empleará un hormigón cuya dosificación sea de 250 kg/m^3 y resistencia mecánica mínima de 120 kg/cm^2 .

En caso de preparación en obra la composición del mismo será el siguiente:

200 kg de cemento Portland Gris Ordinario.

1350 kg de grava (tamaño $\leq 40 \text{ mm } \Phi$).

675 kg arena seca.

180 litros de agua limpia.

El amasado del hormigón se hará siempre sobre chapas metálicas o superficies impermeables, se efectuará a mano o en hormigoneras cuando así sea posible, procurando que la mezcla sea lo más homogénea posible.

Al hacerse el vertido el hormigón se apisonará al objeto de hacer desaparecer las coqueas que pudieran formarse.

No se dejarán las cimentaciones cortadas, ejecutándolas con hormigonado continuado hasta su terminación. Si por fuerza mayor hubiera de suspenderse y quedara este sin terminar, antes de proceder de nuevo al hormigonado se levantará la concha de lechada que tenga, con todo cuidado para no mover la piedra, siendo aconsejable el empleo suave del pico y luego el cepillo de alambre con agua o solamente este último si con él basta; más tarde se procederá a mojarlo con una lechada de cemento e inmediatamente se procederá de nuevo al hormigonado.

Tanto el cemento como los áridos serán medidos con elementos apropiados.

Para los apoyos metálicos, los macizos sobrepasarán el nivel en 10 cm como mínimo en terrenos normales, y 20 cm en terrenos de cultivo. La parte superior de este macizo estará terminada en forma de punta de diamante, a base de mortero rico en cemento, con una pendiente de un 10% como mínimo como vierteaguas.

Se tendrá la precaución de dejar un conducto para poder colocar el cable de tierra de los apoyos. Este conducto deberá salir a unos 30 cm bajo el nivel del suelo, y, en la parte superior de la cimentación, junto a la arista del apoyo que tenga la toma de tierra.

3.5.4. Arena

Puede proceder de ríos, canteras, etc. Debe ser limpia y no contener impurezas arcillosas u orgánicas. Será preferible que tenga superficie áspera y de origen cuarzoso, desechando la de procedencia de terrenos que contengan mica o feldespato.

Podrá proceder de canteras o de graveras de río. Siempre se suministrará limpia. Sus dimensiones podrán estar entre 1 y 5 cm.

Se prohíbe el empleo de revoltón, o sea, piedras y arena unidas sin dosificación, así como cascotes o materiales blandos. En los apoyos metálicos, siempre previa autorización del Director de Obra, podrá utilizarse hormigón ciclópeo.

3.5.5. Cementos

Se empleará Portland Gris Ordinario de la empresa CEMEX.

3.5.6. Agua

Se empleará aguas de río o manantial consideradas como aceptables para la práctica, quedando prohibido el empleo de agua de ciénagas.

Deben rechazarse las aguas en las que se aprecie la presencia de hidratos de carbono, aceites o grasas.

3.5.7. Armado de apoyos metálicos

El armado de estos apoyos se realizará teniendo presente la concordancia de diagonales y presillas.

Cada uno de los elementos metálicos del apoyo será ensamblado y fijado por medio de tornillos.

Si en el curso del montaje aparecen dificultades de ensambladura o defectos sobre algunas piezas que necesitan su sustitución o su modificación, el Contratista lo notificará al Director de Obra.

Después de su izado y antes del tendido de los conductores se apretarán los tornillos dando a las tuercas la presión correcta. El tornillo deberá sobresalir de la tuerca por lo menos tres pasos de rosca, los cuales se granearán para evitar que puedan aflojarse.

3.5.8. Protección de las superficies metálicas

Todos los elementos de acero deberán estar galvanizados en caliente de acuerdo con la Norma UNE-EN ISO 1461 y UNE-EN 37507.

3.5.9. Izado de apoyos

La operación de izado de los apoyos deberá realizarse de tal forma que ningún elemento sea solicitado excesivamente. En cualquier caso, los esfuerzos deben ser inferiores al límite elástico del material.

3.5.10. Apoyos metálicos

Por tratarse de postes pesados se recomienda que sean izados con pluma o grúa, evitando que el aparejo dañe las aristas o montantes del poste.

3.5.11. Reposición del terreno

Las tierras sobrantes, así como los restos del hormigonado deberán ser extendidos, si el propietario del terreno lo autoriza, o retirados a vertedero, en caso contrario, todo lo cual será a cargo del Contratista.

Todos los daños serán por cuenta del Contratista, salvo aquellos aceptados por el Director de Obra.

3.5.12. Numeración de apoyos y riesgo de peligro eléctrico

Se numerarán los apoyos con pintura negra, ajustándose dicha numeración a la dada por el Director de Obra. Las letras serán legibles desde el suelo.

La placa de señalización de “riesgo eléctrico” se colocará en el apoyo a una altura suficiente para que no se pueda quitar desde el suelo.

La placa deberá cumplir las características señaladas en la Norma UNE 48103.

Se señalará la instalación con el lema corporativo.

3.5.13. Puesta a tierra

Los apoyos de la línea deberán conectarse a tierra de un modo eficaz, de acuerdo con lo establecido en el presente proyecto y siguiendo las instrucciones dadas en el Reglamento Técnico de Líneas Eléctricas Aéreas de Alta Tensión.

3.6. EJECUCIÓN DEL TRABAJO EN CONDUCTORES

3.6.1. Instalación de conductores

Las operaciones de tendido no serán emprendidas hasta que hayan pasado 15 días desde la terminación de la cimentación de los apoyos de ángulo y anclaje, salvo indicación de lo contrario por el Director de Obra.

El Contratista se ocupará del estudio del tendido y elección de los emplazamientos del equipo y del orden de entrega de bobinas para conseguir que los empalmes queden situados, una vez tensado el conductor, fuera de los sitios que prohíbe el ITC-LAT-07.

Se tendrán siempre en bobina. El conductor se sacará de éstas mediante el giro de las mismas.

Las bobinas han de ser tendidas sin cortar el cable y sin que se produzcan sobrantes. Si en algún caso una o varias bobinas deben ser cortadas, por exigirlo así las condiciones del tramo de tendido, el Contratista lo someterá a la consideración del Director de Obra sin cuya aprobación no podrá hacerlo.

Durante el despliegue es preciso evitar el retorcido del conductor con la consiguiente formación de cocas, que reducen extraordinariamente las características mecánicas de los mismos.

La preparación de las bobinas y las operaciones de desenrollamiento, tirada y colocación sobre herrajes se ejecutarán con el mayor cuidado para evitar cualquier daño a los conductores.

Cualquier desperfecto real como torsión, aplastamiento o rotura de los cables o de los alambres, rozadura de los cables contra el suelo, contra los herrajes o contra cualquier objeto abrasivo, desgarrón del aislamiento, etc., debe necesariamente evitarse.

Las bobinas de los conductores, almacenadas al abrigo de la humedad, no deben descargarse ni depositarse en lugares donde el polvo (arena, cemento, carbón) o cualquier otro cuerpo extraño puedan introducirse en el haz con peligro de deteriorar el aislamiento.

Las bobinas deben desenrollarse en un terreno desprovisto de asperezas. Este desenrollamiento se hace de una vez para toda la longitud, siempre que sea posible. Se verifica en el curso de esta operación que en el haz está completamente intacto, eliminando cualquier parte que presente deterioro.

Para el tendido de conductores es aconsejable utilizar poleas de madera o aleación de aluminio en que la anchura y profundidad de garganta tenga una dimensión mínima igual a una vez y media la del mayor diámetro del conductor a tender. En el tendido se deben tomar todas las precauciones necesarias para evitar retorcer los conductores.

Por el extremo del conductor a tender se ejercerá la tracción necesaria que permita la mayor rectitud posible. Una vez tensado se colocará el conductor sobre los soportes.

La tracción de tendido de los conductores será, como máximo, la indicada en las tablas de tendido de conductores que corresponda a la temperatura existente en el conductor.

La tracción mínima será aquella que permita hacer circular los conductores sin rozar con los obstáculos naturales tales como tierra, que al contener sales, se depositarán en el conductor, produciendo efectos químicos que deterioren el mismo.

El anclaje de las máquinas de tracción y freno deberá realizarse mediante el suficiente número de puntos que aseguren su movilidad, aún en el caso de lluvia imprevista, no debiéndose nunca anclar estas máquinas a árboles u otros obstáculos naturales.

En general, se tensarán los conductores ligeramente por encima del tense requerido, y se regulará destensando progresivamente hasta alcanzar la flecha adecuada.

Se evitará regular el tensado en horas en que la temperatura ambiente varía con rapidez, ya que puede provocar errores el hecho de que las variaciones de temperatura son mucho más rápidas en el aire que en los conductores.

Es aconsejable esperar 24 horas antes de amarrar definitivamente, para que se igualen las tensiones en los vanos por efecto de las oscilaciones de los cables.

El Contratista será responsable de las averías que se produzcan por la no observación de estas prescripciones.

3.7. MATERIALES

Los materiales empleados en la instalación serán entregados por el Contratista siempre que no se especifique lo contrario en el Pliego de Condiciones particulares.

No se podrán emplear materiales que no hayan sido aceptados previamente por el Director de Obra.

Se realizarán cuantos ensayos y análisis indique el Director de Obra, aunque no conste en el Pliego de Condiciones.

3.7.1. Apoyos

Los apoyos metálicos de celosía estarán contruidos por perfiles laminados de acero con la Norma UNE 207017

3.7.2. Accesorios para el montaje

Todos los accesorios: tacos de plástico, soportes con brida, protecciones, tensores, anclajes, sujetacables, guardacabos, abrazaderas, soportes de suspensión, ganchos..., deberán cumplir las especificaciones requeridas por el Director de Obra.

3.7.3. Conductores

Los conductores que constituyen la línea principal se componen de tres conductores de fase y del cable de tierra/comunicaciones.

Estos conductores estarán de acuerdo con las normas UNE EN 60228 y UNE EN HD 620.

3.8. RECEPCIÓN DE LA OBRA

Durante la obra o una vez finalizada la misma, el Director de Obra podrá verificar que los trabajos realizados están de acuerdo con las especificaciones de este Pliego de Condiciones. Esta verificación se realizará por cuenta del Contratista.

Una vez finalizadas las instalaciones, el Contratista deberá solicitar la oportuna recepción global de la obra y se podrán solicitar todos los ensayos a las instalaciones que se consideren oportunas.

En la recepción de la instalación se incluirán las mediciones de la conductividad de las tomas de tierra y las pruebas de aislamiento pertinentes.

El Director de Obra contestará por escrito al Contratista, comunicando su conformidad a la instalación o condicionando su recepción a la modificación de los detalles que estime susceptibles de mejora.

3.8.1. Calidad de cimentaciones

El Director de Obra podrá encargar la ejecución de probetas de hormigón de forma cilíndrica de 15 cm de diámetro y 30 cm de altura con objeto de someterlas a ensayos de compresión. El Contratista tomará a su cargo las obras ejecutadas con hormigón que hayan resultado de insuficiente calidad.

3.8.2. Tolerancias de ejecución

- Desplazamiento de apoyos sobre su alineación:

Si “D” representa la distancia, expresada en metros, entre ejes de un apoyo y el ángulo más próximo, la desviación en alineación de dicho apoyo y la alineación real, debe ser inferior a $(D/100) + 10$, expresada en centímetros.

- Desplazamiento de un apoyo sobre el perfil longitudinal de la línea en relación a su situación prevista.

No debe suponerse aumento en la altura del apoyo. Las distancias de los conductores respecto al terreno deben permanecer como mínimo iguales a las previstas en el Reglamento

- Verticalidad de los apoyos:

En apoyos de alineación se admite una tolerancia del 0,2% sobre la altura del apoyo.

- Altura de flechas:

Los errores máximos admitidos en flechas, en cualquiera que sea la disposición de los conductores y el número de circuitos sobre el apoyo, en la regulación de conductores, serán de:

- $\pm 3\%$ En el conductor que se regula.
- $\pm 3\%$ Entre dos conductores situados en el plano vertical.
- $\pm 6\%$ Entre dos conductores situados en el plano horizontal.

La medición de las flechas se realizará según la norma UNE 21 101.

3.8.3. Tolerancia de utilización

La cantidad del conductor a cargo del Contratista se obtiene multiplicando el peso del metro de conductor por la suma de las distancias reales medidas entre los ejes de los pies de apoyos, aumentadas en un 3%, cualquiera que sea la naturaleza del conductor, con objeto de tener así en cuenta las flechas, puentes, etc.

3.9. SEÑALIZACIÓN DE LA OBRA

El Contratista está obligado a instalar y mantener bajo su responsabilidad, durante la ejecución de las obras, las señalizaciones necesarias, balizamientos, iluminaciones y protecciones adecuadas, atendándose en todo momento a las vigentes reglamentaciones.

3.10. CONSERVACIÓN DEL PAISAJE Y LIMPIEZA DE LA OBRA

El Contratista prestará especial atención al efecto que puedan tener las distintas operaciones e instalaciones que necesite realizar para la ejecución del contrato sobre el paisaje de las zonas afectadas por las obras.

Por este motivo cuidará el emplazamiento y estética de sus instalaciones, construcciones, depósitos y acopios, que en todo caso, deberán ser previamente autorizados por el Director de la Obra.

Una vez finalizadas las obras, todos los depósitos con carácter temporal deberán ser desmontados y los lugares dónde estaban emplazados restaurados a su forma original.

Toda Obra se ejecutará de forma que las zonas afectadas recuperen su estado original al finalizar las mismas, además de quedar totalmente limpias y en condiciones estéticas acordes con el paisaje.

Estos trabajos se considerarán incluidos en el contrato y por tanto no serán objeto de abonos por su realización.

4.Presupuesto

4.1. PARTIDAS PRINCIPALES**4.1.1. Partida 1: Apoyos****4.1.1.1. Apoyo metálico ARCE 630 13,95m F40**

APOYO ARCE 630 13,95m F40				
CONCEPTO	CANTIDAD	UNIDAD	IMPORTE (€)	
			UNITARIO	TOTAL
Apoyo metálico ARCE 630 incluyendo el acopio de material, transporte armado e izado	15	Unidad	2545,68	38185,20
Excavación en terreno, incluyendo retirada de sobrante a vertedero y la restauración medioambiental del mismo	213 (3,55 por cimiento)	m ³	216,56	46127,28
Hormigón y dosificación en cemento de apoyo, incluyendo la elaboración y el vertido	96 (1,6 por cimiento)	m ³	229,56	22037,76
Puesta a tierra en apoyo, cable de cobre de 50 mm ² y pica bimetálica de acero cobre de 2 m de longitud, incluido material, mano de obra y transporte	15	Unidad	57,72	865,80
Señalización de riesgo eléctrico, numeración de los apoyos y chapa antiescalo	15	Unidad	458,10	6871,50
IMPORTE TOTAL (€)			114087,54	

Tabla 69: Precio unitario apoyo Arce 630 13,95 m F40

4.1.1.2. Apoyo metálico ARCE 630 16,2m F40

APOYO ARCE 630 16,2m F40				
CONCEPTO	CANTIDAD	UNIDAD	IMPORTE (€)	
			UNITARIO	TOTAL
Apoyo metálico ARCE 630 incluyendo el acopio de material, transporte armado e izado	2	Unidad	2956,27	5912,54
Excavación en terreno, incluyendo retirada de sobrante a vertedero y la restauración medioambiental del mismo	28,96 (3,62 por cimiento)	m ³	216,56	6271,58
Hormigón y dosificación en cemento de apoyo, incluyendo la elaboración y el vertido	13,04 (1,63 por cimiento)	m ³	229,56	2993,46
Puesta a tierra en apoyo, cable de cobre de 50 mm ² y pica bimetálica de acero cobre de 2 m de longitud, incluido material, mano de obra y transporte	2	Unidad	57,72	115,44
Señalización de riesgo eléctrico, numeración de los apoyos y chapa antiescalo	2	Unidad	458,10	916,20
IMPORTE TOTAL (€)			16209,22	

Tabla 70: Precio unitario apoyo Arce 630 16,2 m F40

4.1.1.3. Apoyo metálico ARCE 630 18,45m F40

APOYO ARCE 630 18,45m F40				
CONCEPTO	CANTIDAD	UNIDAD	IMPORTE (€)	
			UNITARIO	TOTAL
Apoyo metálico ARCE 630 incluyendo el acopio de material, transporte armado e izado	2	Unidad	3366,87	6733,74
Excavación en terreno, incluyendo retirada de sobrante a vertedero y la restauración medioambiental del mismo	28,96 (3,62 por cimiento)	m ³	216,56	6271,58
Hormigón y dosificación en cemento de apoyo, incluyendo la elaboración y el vertido	13,04 (1,63 por cimiento)	m ³	229,56	2993,46
Puesta a tierra en apoyo, cable de cobre de 50 mm ² y pica bimetálica de acero cobre de 2 m de longitud, incluido material, mano de obra y transporte	2	Unidad	57,72	115,44
Señalización de riesgo eléctrico, numeración de los apoyos y chapa antiescalo	2	Unidad	458,10	916,20
IMPORTE TOTAL (€)			17030,42	

Tabla 71: Precio unitario apoyo Arce 630 18,45 m F40

4.1.1.4. Apoyo metálico ARCE 630 20,7m F40

APOYO ARCE 630 20,7m F40				
CONCEPTO	CANTIDAD	UNIDAD	IMPORTE (€)	
			UNITARIO	TOTAL
Apoyo metálico ARCE 630 incluyendo el acopio de material, transporte armado e izado	2	Unidad	3777,46	7554,92
Excavación en terreno, incluyendo retirada de sobrante a vertedero y la restauración medioambiental del mismo	30,24 (3,78 por cimiento)	m ³	216,56	6548,77
Hormigón y dosificación en cemento de apoyo, incluyendo la elaboración y el vertido	13,68 (1,71 por cimiento)	m ³	229,56	3140,38
Puesta a tierra en apoyo, cable de cobre de 50 mm ² y pica bimetálica de acero cobre de 2 m de longitud, incluido material, mano de obra y transporte	2	Unidad	57,72	115,44
Señalización de riesgo eléctrico, numeración de los apoyos y chapa antiescalo	2	Unidad	458,10	916,20
IMPORTE TOTAL (€)			18275,71	

Tabla 72: Precio unitario apoyo Arce 630 20,7 m F40

4.1.2. Partida 2: Conductores**4.1.2.1. Conductor LA-145**

CONDUCTOR LA-145				
CONCEPTO	CANTIDAD	UNIDAD	IMPORTE (€)	
			UNITARIO	TOTAL
Cable de aluminio con alma de acero LA-145, incluido transporte de sobrantes y devolución de bobinas.	14310	m	1,52	21751,20
Tendido, tensado, regulado y engrapado de línea trifásica con conductor de aluminio	63 (uno por apoyo y fase)	Unidad	5,07	319,41
IMPORTE TOTAL (€)			22070,61	

Tabla 73: Precio unitario conductor LA-145

4.1.2.2. Cable de tierra OPGW-15KA

CONDUCTOR OPGW-15KA				
CONCEPTO	CANTIDAD	UNIDAD	IMPORTE (€)	
			UNITARIO	TOTAL
Cable de tierra/comunicación de acero recubierto de aluminio con núcleo de fibra óptica tipo OPGW-15 KA.	4770	m	4,28	20415,60
Tendido, tensado, regulado y engrapado de línea trifásica con conductor de aluminio	21 (uno por apoyo)	Unidad	5,07	106,47
IMPORTE TOTAL (€)			20522,07	

Tabla 74: Precio unitario cable de tierra OPGW-15 KA

4.1.3. Partida 3: Amortiguadores**4.1.3.1. Amortiguadores**

CONCEPTO	CANTIDAD	UNIDAD	IMPORTE (€)	
			UNITARIO	TOTAL
Amortiguador, incluido material, acopio y transporte.	42 (dos por apoyo)	Unidad	18,33	769,86
Colocación de amortiguado en la línea	42 (dos por apoyo)	Unidad	6,83	286,86
IMPORTE TOTAL (€)			1056,72	

Tabla 75: Precio unitario amortiguador

4.1.4. Partida 4: Cadenas de aisladores**4.1.4.1. Cadenas de suspensión**

CADENAS DE SUSPENSIÓN				
CONCEPTO	CANTIDAD	UNIDAD	IMPORTE (€)	
			UNITARIO	TOTAL
Aislamiento de suspensión compuesto por 9 unidades de aislador E-70-146, horquilla de bola, alojamiento de rótula y grapa de suspensión, incluido material, mano de obra y transporte.	51 (una por fase y apoyo de alineación)	Unidad	148,48	7572,48
IMPORTE TOTAL (€)			7572,48	

Tabla 76: Precio unitario cadena de suspensión

4.1.4.2. Cadenas de amarre

CADENAS DE AMARRE				
CONCEPTO	CANTIDAD	UNIDAD	IMPORTE (€)	
			UNITARIO	TOTAL
Aislamiento de amarre compuesto por 9 unidades de aislador E-70-146, horquilla de bola, alojamiento de rótula y grapa de amarre, incluido material, mano de obra y transporte.	12 (una por fase y apoyo de amarre)	Unidad	146,49	1757,88
IMPORTE TOTAL (€)			1757,88	

Tabla 77: Precio unitario cadena de amarre

4.1.5. Partida 5: Puesta en marcha**4.1.5.1. Puesta en marcha**

CONCEPTO	CANTIDAD	UNIDAD	IMPORTE (€)	
			UNITARIO	TOTAL
Pruebas finales y energización.	1	Unidad	6550,8	6550,8
IMPORTE TOTAL (€)			6550,8	

Tabla 78: Precio unitario de la puesta en marcha

4.1.6. Partida 6: Servicios técnicos y administrativos

CONCEPTO	CANTIDAD	UNIDAD	IMPORTE (€)	
			UNITARIO	TOTAL
Dirección técnica de la obra	1	Unidad	34391,7	34391,7
Tasas y licencias	1	Unidad	11170,65	11170,65
Programa de vigilancia ambiental	1	Unidad	6769,16	6769,16
Coordinación de prevención de riesgos laborales	1	Unidad	7751,78	7751,78
			IMPORTE TOTAL (€)	60083,29

Tabla 79: Precio unitario de los servicios técnicos y administrativos

4.2. PRESUPUESTO GENERAL

CONCEPTO	IMPORTE (EUROS)
APOYO METÁLICO ARCE 630	165602,89
CONDUCTOR LA-145	22070,61
CABLE DE TIERRA OPGW-15 KA	20522,07
AMORTIGUADORES	1056,72
CADENAS DE SUSPENSIÓN	7572,48
CADENAS DE AMARRE	1757,88
PUESTA EN MARCHA	655,8
SERVICION TÉCNICOS	60083,29
TOTAL	279321,74
I.V.A. (21%)	58657,57
TOTAL	337979,31
GASTOS GENERALES Y BENEFICIO INDUSTRIAL (15%)	50696,90
IMPORTE TOTAL	388676,21

Tabla 80: Presupuesto general

El presupuesto total de la línea proyectada asciende a la cantidad (I.V.A.) incluido de:

Trescientos ochenta y ocho mil seiscientos setenta y seis euros con veintiún céntimos (388.676,21 €)

5. Planos



UNIVERSIDAD CARLOS III DE MADRID

Escuela politécnica superior

L.A.T. DE 132 kV PARA EL TRANSPORTE DE 75 MVA

SITUACION GENERAL

Rafael Campillo Gómez

PLANO: 1

ESCALA: S/E

FECHA: 06/2014



UNIVERSIDAD CARLOS III DE MADRID

Escuela politécnica superior

L.A.T. DE 132 kV PARA EL TRANSPORTE DE 75 MVA

SITUACION DETALLE

Rafael Campillo Gómez

PLANO: 2

ESCALA: S/E

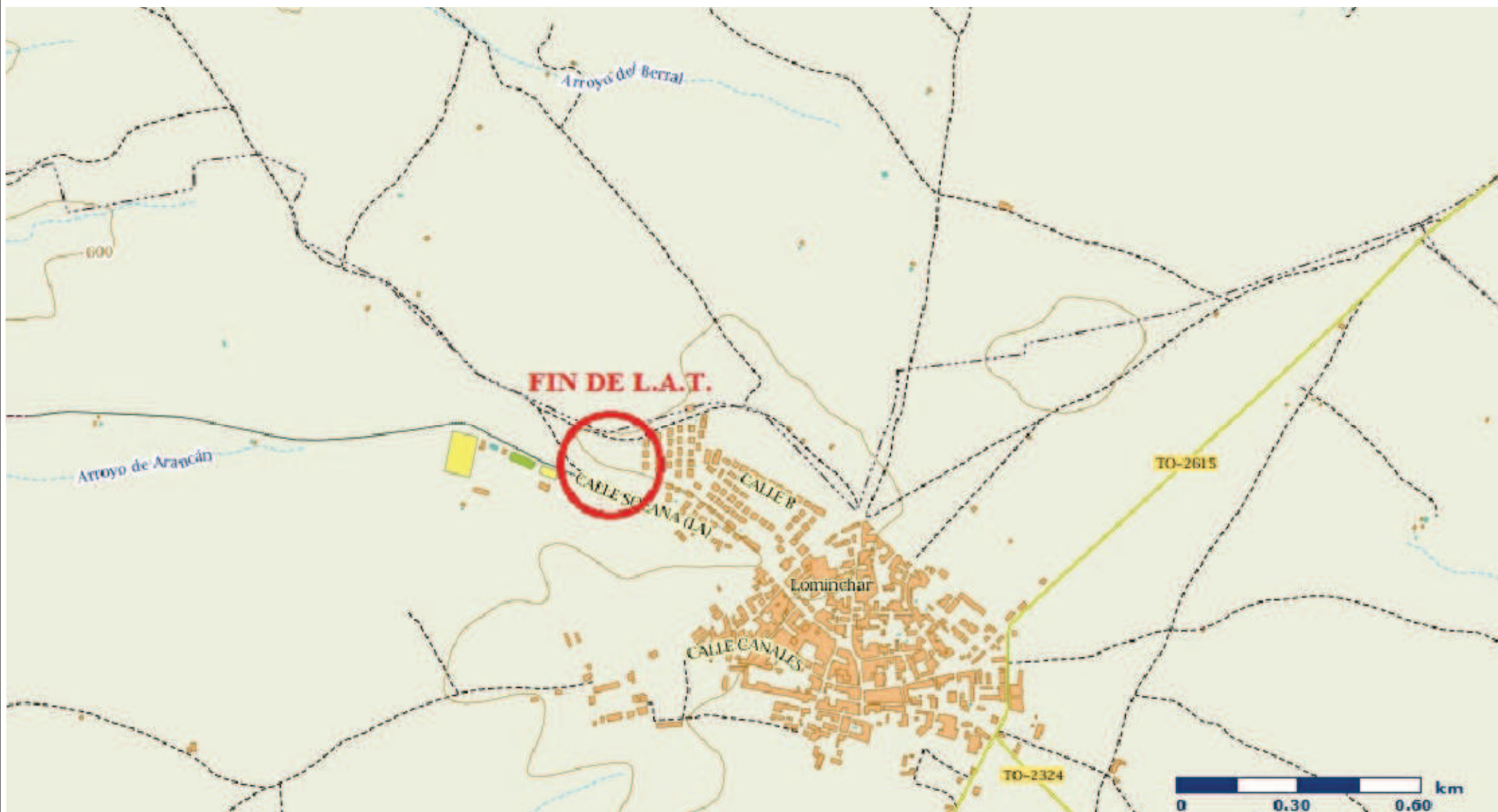
FECHA: 06/2014



UNIVERSIDAD CARLOS III DE MADRID
Escuela politécnica superior

L.A.T. DE 132 kV PARA EL TRANSPORTE DE 75 MVA
INICIO DE LINEA EN CHOZAS DE CANALES
Rafael Campillo Gómez

PLANO: 3
ESCALA: S/E
FECHA: 06/2014



UNIVERSIDAD CARLOS III DE MADRID
Escuela politécnica superior

L.A.T. DE 132 kV PARA EL TRANSPORTE DE 75 MVA

FIN DE LINEA EN LOMINCHAR

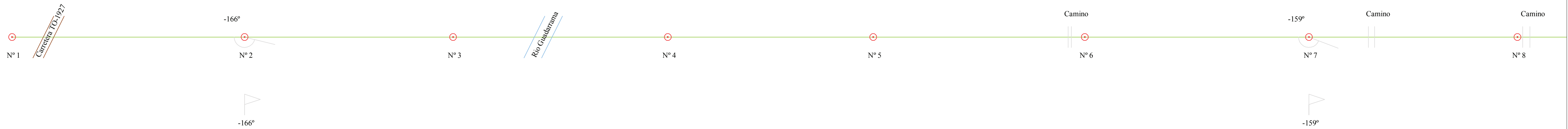
Rafael Campillo Gómez

PLANO: 4

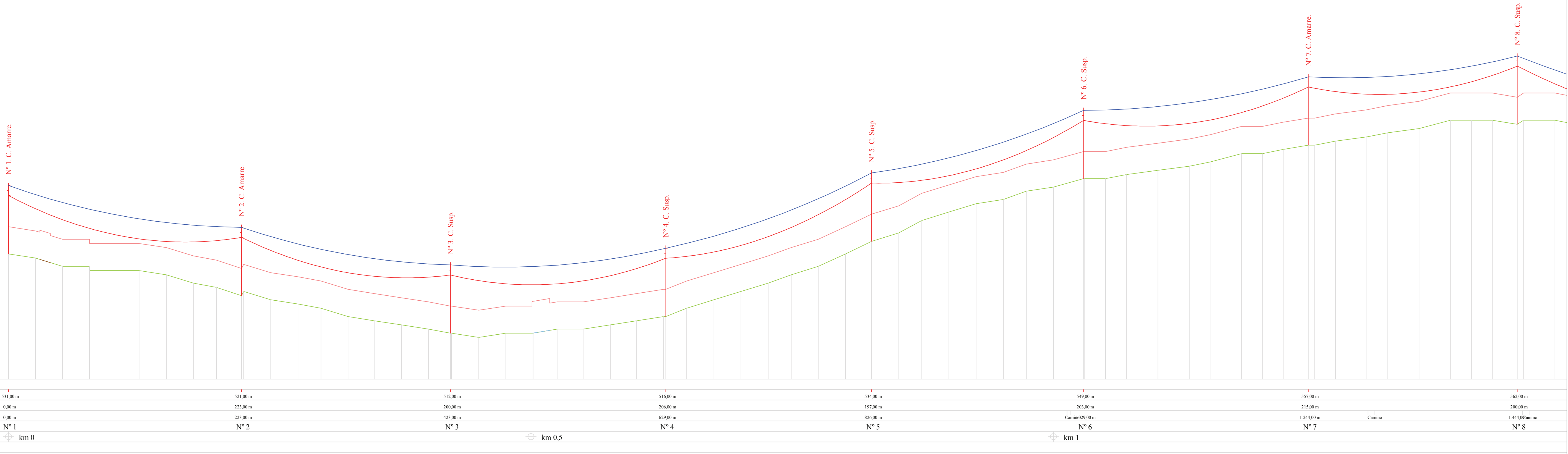
ESCALA: S/E

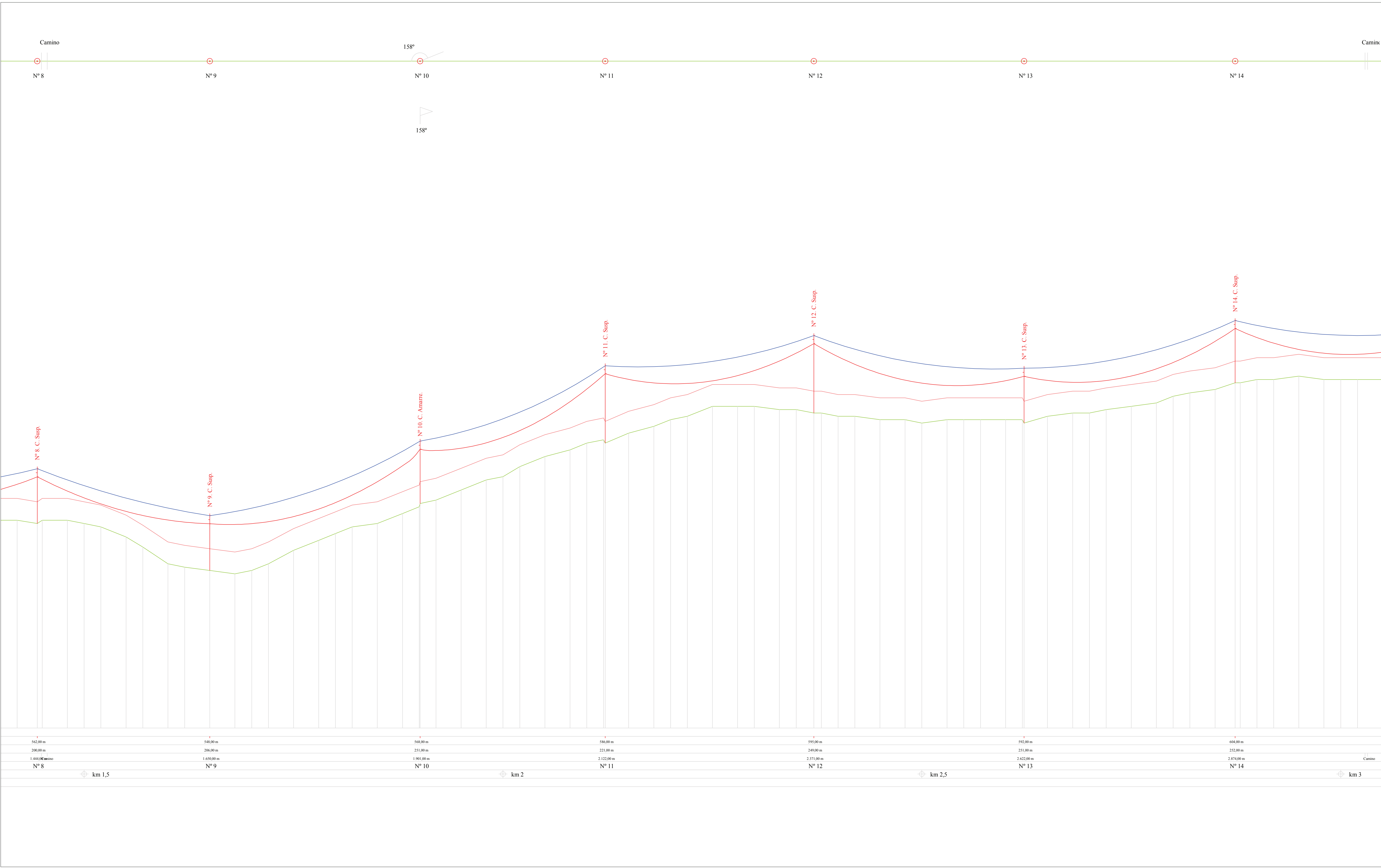
FECHA: 06/2014

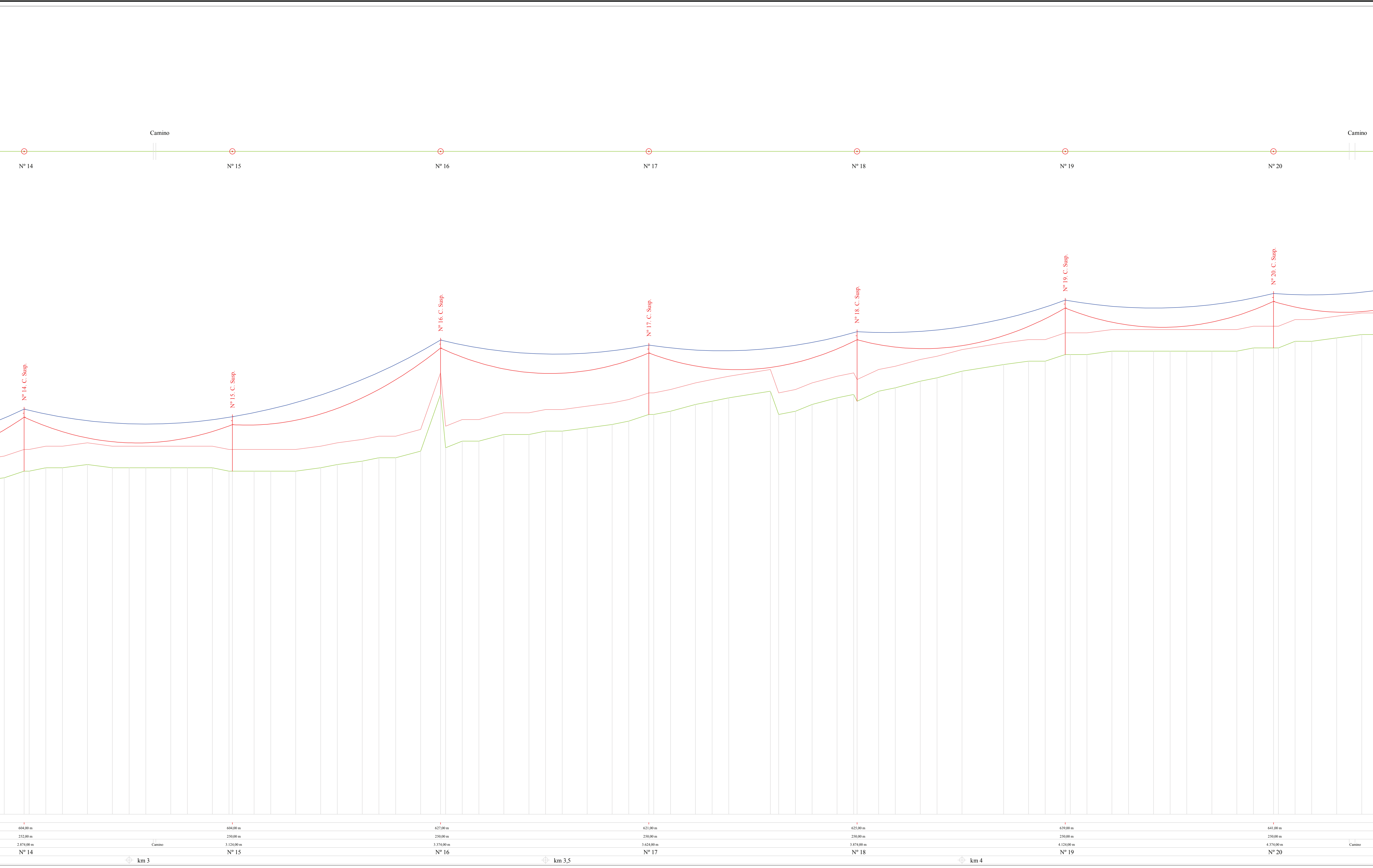
PLANTA

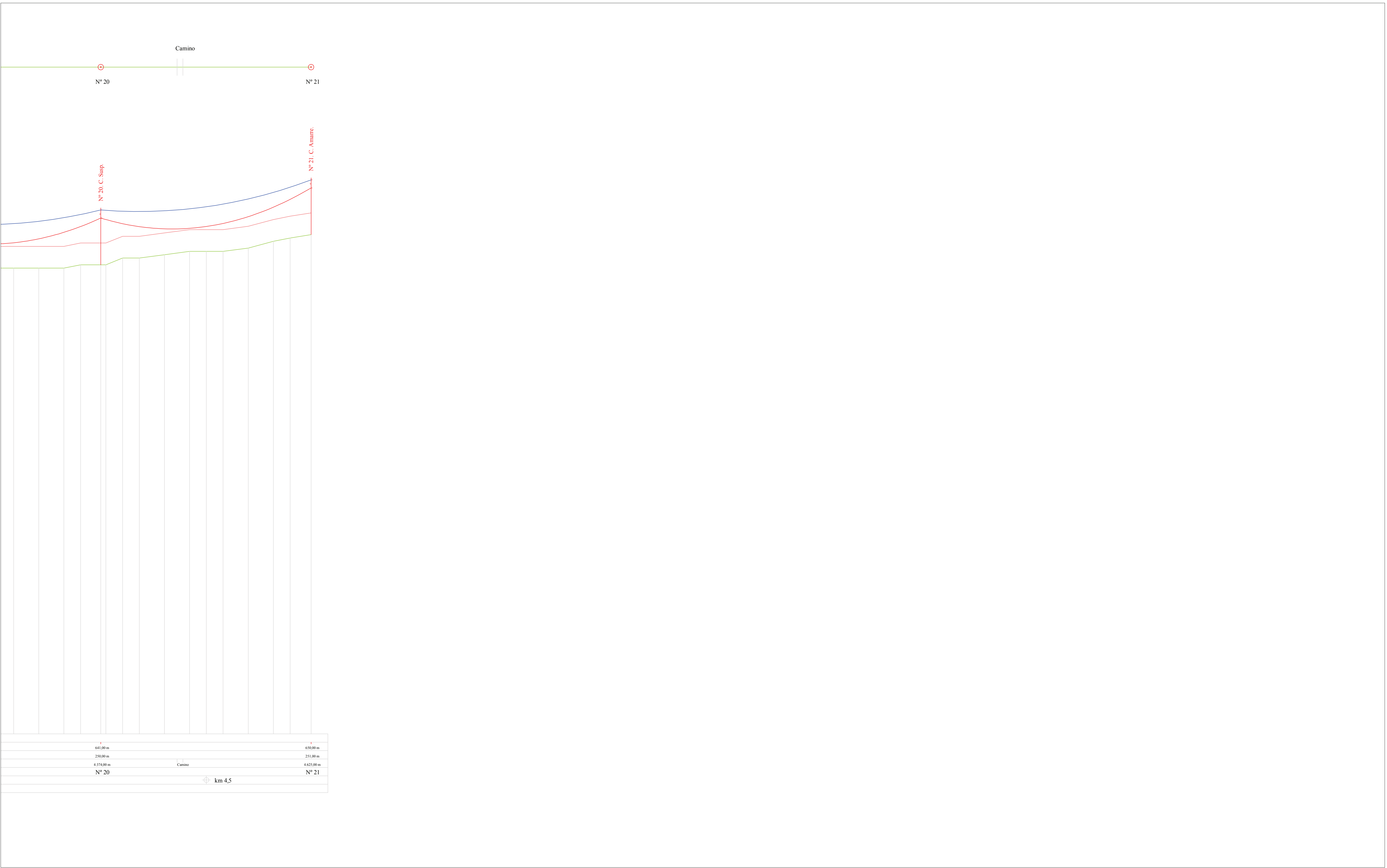


PERFIL









UNIVERSIDAD CARLOS III DE MADRID

Escuela politécnica superior

- LEYENDA:
- Conductor LA-145
 - Cable de tierra OPGW-15KA
 - Perfil del terreno
 - Distancia mínima al terreno

L.A.T. DE 132 kV PARA EL TRANSPORTE DE 75 MVA		PLANO: 8
PERFIL LONGITUDINAL	FECHA: 06/2014	ESCALAS: V: 1/500 H: 1/2000
Rafael Campillo Gómez		

6.Bibliografía

En el presente proyecto, se ha consultado la siguiente documentación:

6.1. PRESCRIPCIONES Y DISPOSICIONES GENERALES

- Reglamento Técnico de Líneas Eléctricas de Alta Tensión (Real Decreto del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio 223/2008, de 15 de febrero).
- Instrucciones técnicas complementarias al Real Decreto 223/2008, ITCLAT 1 a 9 (BOE del 19 de marzo de 2008).
- Reglamento sobre Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación (Real Decreto del Ministerio de Industria y Energía 3275/82, 12 de Noviembre de 1982).
- Instrucciones técnicas complementarias al Real Decreto 3275/82 (BOE del 25 de noviembre de 1984).
- Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre de 2000, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- Normas UNE de obligado cumplimiento.
- Ley 2/2002, de 19 de junio, de Evaluación Ambiental de la Comunidad de Madrid. (Modificada parcialmente por la Ley 2/2004, de 31 de mayo, de Medidas Fiscales y Administrativas). BOE 176, de 24-07-2002.
- Ley del Sector Eléctrico. Ley 54/1997, de 27 de noviembre. B.O.E. 28 de noviembre de 1997.
- Condiciones impuestas por los Organismos Públicos afectados y Ordenanzas Municipales.

6.2. OTRA DOCUMENTACIÓN

- Apuntes de la asignatura “Líneas y redes eléctricas” Ingeniería Técnica Industrial en Electricidad de la UC3M.
- “Líneas de transporte y energía”, de Luis María Checa. Ed MARCOMBO, 1988.

6.3. ENLACES WEB

- www.sgdlagranja.es (catálogo de aisladores)
- <http://www.saprem.com> (catálogo de herrajes)
- <http://www.catastro.meh.es> (consulta del catastro)
- www.proyectostipo.com (información sobre proyectos)
- <http://www.ine.es> (Instituto Nacional de Estadística para la consulta del IPC)
- <http://www.unionfenosadistribucion.com> (información de Unión Fenosa)
- <http://atlaseolico.idae.es> (Aplicación del Ministerio de Industria, Energía y Turismo para la consulta de la velocidad del viento)
- <http://www.opengis.uab.es/wms/iberia/mms/index.htm> (Aplicación del Ministerio de Agricultura, Alimentación y Medioambiente para la consulta de temperaturas)

ANEXO: CATÁLOGOS

I. CONDUCTOR LA-145

CONDUCTORES DE ALUMINIO-ACERO											NORMA UNE 21018	
Denominación	Sección trans.			Equiv. Cu.	Nº de alambres y diám.		Diám. ext.	Peso unitario			Carga de rotura	Resist. electr. a 20°C
	mm² Aluminio	mm² Acero	mm² Total		Nº x mm Aluminio	Nº x mm Acero		kg/km Aluminio	kg/km Acero	kg/km Total		
LA- 30	26,7	4,4	31,1	17	6X2,38	1X2,38	7,14	73,2	34,7	107,9	9,90	1,0794
LA- 56	46,8	7,8	54,6	30	6X3,15	1X3,15	9,45	128,3	60,8	189,1	16,40	0,6136
LA- 78	67,4	11,2	78,6	42	6X3,78	1X3,78	11,34	185,0	87,0	272,0	23,10	0,4261
LA-110	94,2	22,0	116,2	60	30x2,00	7X2,00	14,00	260,4	172,3	433,0	43,10	0,3066
LA-145	119,3	27,8	147,1	75	30X2,25	7X2,25	15,75	330,0	218,0	548,0	54,10	0,2422
LA-180	147,3	34,3	181,6	93	30X2,50	7X2,50	17,50	407,0	269,0	676,0	63,90	0,1962
LA-280	241,7	39,4	281,1	152	26X3,44	7X2,68	21,80	667,0	310,0	977,0	84,50	0,1194
LA-380	337,3	43,7	381,0	212	54X2,82	7X2,82	25,38	932,0	343,0	1.275,0	106,50	0,0857
LA-455	402,3	52,2	454,5	253	54X3,08	7X3,08	27,72	1.112,0	409,0	1.521,0	124,00	0,0718
LA-545	484,5	62,8	547,3	305	54X3,38	7X3,38	30,42	1.340,0	492,0	1.832,0	148,50	0,0596
LA-635	565,0	71,6	636,6	365	54X3,65	19X2,19	32,85	1.562,0	563,0	2.125,0	175,00	0,0511

Composición	Módulo de elasticidad	Coefficiente de dilatación lineal
	Kg/mm²	°C
6+1	8,100	19.1 x 10 ⁻⁶
6+7	7,700	19.8 x 10 ⁻⁶
26+7	7,700	18.9 x 10 ⁻⁶
30+7	8,200	17.8 x 10 ⁻⁶
30+19	8,000	18.0 x 10 ⁻⁶
54+7	8,000	19.3 x 10 ⁻⁶
54+19	6,800	19.4 x 10 ⁻⁶

II. CABLE DE TIERRA OPGW-15KA

	15 KA	16 KA	17 KA	21 KA	25 KA
Denominación	66/32	75/34	83/32	95/32	106/63
Nº máximo de fibras ópticas	72	80	72	80	96
Composición: Alambres ACS: N°/φ (mm)	15/2,38	15/2,53	13/2,85	6/3,17	15/3,00
Alambres AA : N°/φ (mm)	-	-	-	6/3,17	-
Tubo Al : φ (mm)	9,5/7,0	10,1/7,7	9,5/7,0	9,5/7,0	12,0/8,0
Diámetro del cable (mm)	14,25	15,15	15,20	15,83	18,00
Sección transversal (mm²): ACS	66,5	75,1	82,9	47,2	106,0
AA	-	-	-	47,2	-
Tubo Al.	32,4	33,5	32,4	32,4	62,8
TOTAL	98,9	108,6	115,3	126,9	168,8
Peso (Kg/km)	565	638	672	568	920
Max. Resistencia Eléctrica 20°C (Ω/Km)	0,5213	0,4855	0,4740	0,3197	0,2894
Carga de rotura nominal (Kg)	8.900	10.100	11.100	7.900	14.400
Módulo de Elasticidad (Kg/mm²)	12.700	12.900	13.100	9.700	12.200
Coefficiente de dilatación lineal (10 ⁻⁶ °C ⁻¹)	14,55	14,40	14,28	16,87	14,82
I².t (KA².s)	>67	>80	>88	>125	>200
Radio de curvatura mínimo (mm)	214	227	228	238	270

III. AISLADOR E-70-146



INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION

Norma IEC

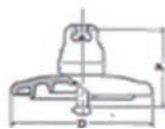
Aisladores estándar

Carga mínima de rotura mecánica

kN

40

70



Carga rotura mecánica (kN)		40			70	
Modelo catálogo		E-40-100	E-40-110	E-40E-110	E-70-127	E-70-146
Clase IEC-305		U40B			U70BS	U70BL
Datos Dimensionales	Paso (P) mm	100	110	110	127	146
	Diámetro (D) mm	175	175	255	255	255
	Línea de fuga mm	185	190	320	320	320
	Unión normalizada IEC 120	11	11	11	16A	16A
Valores eléctricos	Tensión soportada a frecuencia industrial en seco (kV)	50	50	70	70	70
	bajo lluvia (kV)	32	32	40	40	40
	Tensión soportada a impulso de choque en seco (kV)	70	70	100	100	100
	Tensión de perforación en aceite (kV)	110	110	130	130	130
	Peso neto aproximado por unidad (kg)	1,65	1,65	3,2	3,4	3,4
Información de embalaje	embalaje	6	6	6	6	6
	nº de un/ caja madera	6	6	6	6	6

Los ensayos y tolerancias en dimensiones están de acuerdo con las normas CEI 383 y CEI 305



LA GRANJA

MODELOS ESTANDAR TENSIONES SOPORTADAS				CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS DE LAS CADENAS DE CONFORMIDAD CON LAS NORMAS CEI 383 Y BS 137 PARTE 1																	
				KV																	
ØxP: 175 x 100 mm				ØxP: 255 x 127 mm			ØxP: 255 x 146 mm			ØxP: 280 x 146 mm			ØxP: 280 x 170 mm			ØxP: 320 x 195 mm					
N°	A	B	C	A	B	C	A	B	C	A	B	C	A	B	C	A	B	C			
1	50	32	70	70	40	100	70	40	100	75	45	110	75	45	110	85	50	130			
2	92	54	133	120	72	190	130	75	190	130	75	190	135	75	205	150	85	225			
3	130	78	195	165	105	260	180	110	270	180	110	270	190	110	285	215	120	315			
4	165	102	255	205	135	320	225	140	340	225	140	340	240	145	360	275	160	405			
5				245	165	380	270	175	410	270	175	410	290	185	440	330	200	495			
6				285	195	435	315	210	480	315	210	480	335	220	520	385	235	580			
7				325	225	490	360	245	550	360	245	550	380	255	600	440	270	665			
8				365	260	550	405	280	620	405	280	620	430	290	675	490	310	745			
9				400	290	615	450	310	690	450	310	690	475	325	755	540	350	830			
10				440	320	675	490	345	760	490	345	760	520	360	835	590	385	910			
11				475	345	735	530	375	830	530	375	830	565	390	915	645	420	990			
12				510	370	795	570	405	900	570	405	900	610	420	990	695	455	1070			
13				545	395	860	610	435	970	610	435	970	655	450	1065	740	490	1150			
14				580	425	925	650	465	1035	650	465	1035	695	485	1140	785	525	1230			
15				615	450	985	690	495	1100	690	495	1100	740	515	1215	830	560	1315			
16				650	475	1045	725	525	1165	725	525	1165	785	550	1290	875	590	1395			
17				685	500	1105	765	555	1230	765	555	1230	830	580	1360	925	625	1475			
18				715	525	1165	800	585	1295	800	585	1295	875	610	1435	970	655	1555			
19				750	550	1225	840	610	1360	840	610	1360	920	640	1510	1015	690	1640			
20				780	575	1280	875	640	1425	875	640	1425	965	670	1580	1060	720	1720			
21				815	600	1340	915	670	1490	915	670	1490	1005	700	1650	1110	755	1795			
22				850	625	1400	950	700	1555	950	700	1555	1050	730	1725	1155	785	1875			
23				880	650	1455	985	725	1620	985	725	1620	1095	760	1795	1200	820	1950			
24				915	675	1510	1025	755	1680	1025	755	1680	1140	790	1870	1245	850	2025			
25				945	700	1570	1060	785	1745	1060	785	1745	1180	820	1940	1290	880	2100			
26				975	725	1625	1100	815	1805	1100	815	1805	1225	845	2010	1330	910	2175			
27				1010	750	1680	1135	840	1870	1135	840	1870	1270	875	2080	1375	940	2250			
28				1040	775	1730	1170	865	1935	1170	865	1935	1310	900	2150	1420	970	2320			
29				1070	800	1780	1205	895	2000	1205	895	2000	1355	930	2220	1460	1000	2400			
30				1100	825	1835	1240	920	2060	1240	920	2060	1395	955	2290	1505	1030	2475			
A: Tensión soportada a frecuencia industrial en seco				B: Tensión soportada a frecuencia industrial bajo lluvia									C: Tensión soportada al impulso tipo rayo 1,2/50								

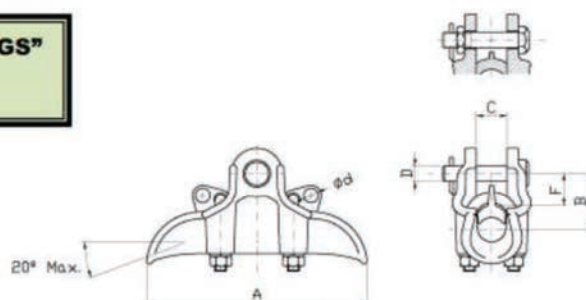
A. Tensión soportada a frecuencia industrial en seco

B. Tensión soportada a frecuencia industrial bajo lluvia

C. Tensión soportada al impulso tipo rayo 1,2/50

IV. GRAPA DE SUSPENSIÓN

GRAPA DE SUSPENSIÓN TIPO "GS"
"GS" TYPE SUSPENSION CLAMP
PINCES DE SUSPENSIÓN TIPO "GS"



Tipo de grapa Clamp type Pince type	Referencia Code Référence	Ø Conductor Conductor Ø Ø Conducteur		Dimensiones en mm. Dimensions in mm. Dimensions en mm.						Estribos U-bolts étriers		Peso Weight Poids	Carga de rotura Ultimate strength Charge de rupture
		Mín	Máx	A	B	C	ØD	Ød	F	Par de apriete Tightening torque Couple de serrage	Ø Rosca		
GS-1	S11612*	5	12	149	41	18	16	13	25	25	M-10	0,40	1.800
GS-2	S11618*	9	18	190	46	18	16	13	25	40	M-12	0,82	4.500
GS-3	S11626*	16	26	214	52	27	16	15	25	50	M-12	1,13	6.700
GS-4	S11629*	18	29	224	56	31	16	15	25	50	M-12	1,37	8.000
GS-5	S11138	25	37,5	237	58	39	M-16	15	26,7	60	M-16	2,12	11.000
GS-6	S11144	34	44	262	69	58	M-16	15	26,7	60	M-16	3,01	11.000
	S11152	34	52	262	65	58	M-16	15	26,7	60	M-16	3,01	11.000

OBSERVACIONES

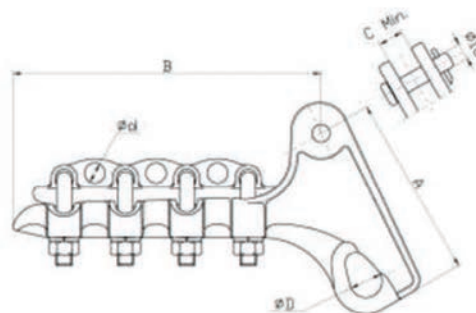
* Estas grapas se suministran normalmente con bulón y pasador, si se desean con tornillo y tuerca se añadirá una letra "T" a la referencia de catálogo. Ejemplo: S11612T.

El resto de grapas se suministran siempre con tornillo, tuerca y pasador.

* These clamps are usually supplied with pin and cotter key, for bolt and nut add a suffix "T" to catalogue code. For instance S11612T. The remainder clamps are always supplied with bolt, nut and cotter key.

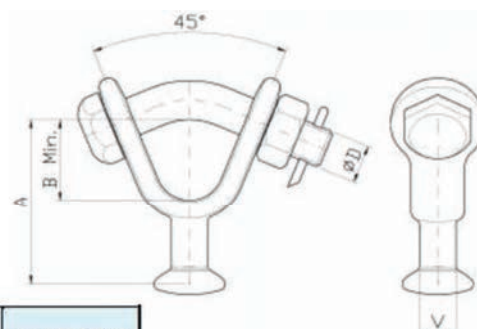
* Ces pincettes sont normalement fournies avec boulon et cheville, si il est nécessaire de les avoir avec vis et écrou veuillez ajouter le suffixe « T » a la référence du catalogue ; par exemple S11612T. Toutes les autres pincettes sont toujours fournies avec vis, écrou et goujon.

V. GRAPA DE AMARRE

GRAPAS DE AMARRE TIPO "GA"
 "GA" TYPE STRAIN CLAMP
 PINCES D'ANCRAGE TYPE "GA"


Tipo de grapa Clamp type Pince type	Referencia Code Référence	Ø Conductor Conductor Ø Ø Conducteur		Dimensiones en mm. Dimensions in mm. Dimensions in mm.					Par de apriete Tightening torque Couple de serrage	Estribos U-bolts étriers	Nº agujeros zapata Nº Hole brake shoe	Peso Weight Poids	Carga de rotura Ultimate strength Charge de rupture	
		Min	Máx	A	B	C	ØD	Ød						
														N.m.
GA-1	244205	4	10	80	98	18	16	13	25	M-10	2	1	0,43	2.500
GA-1/1	244206	5	11,5	125	118	18	16	13	35	M-12	2	1	0,65	3.500
GA-2	244207	9,4	16	135	181	18	22	15	50	M-12	3	2	1,12	5.500
GA-3	244208	14	20	165	252	21	22	15	50	M-12	4	2	1,82	8.000
GA-4	G11126	18	25,5	210	309	27	30	-	90	M-16	4	-	3,50	10.500

VI. HORQUILLA DE BOLA

HORQUILLA BOLA EN "V"
 BALL Y-CLEVIS
 CHAPES EN V A ROTULE


TIPO	Referencia Code Référence	Dimensiones en mm. Dimensions in mm. Dimensions en mm.			Norma C.E.I I.E.C Standard Norme C.E.I	Peso Weight Poids	Carga de rotura Ultimate strength Charge de rupture
		A	B	ØD			
HB-16	N-247014/16	78	38	M-16	C.E.I. 16 mm	0,76	12.000
-	N-247014	78	38	M-18	C.E.I. 16 mm	0,83	13.500

VII. APOYOS

APOYOS
NORMALIZADOS
PARA LÍNEAS
ELÉCTRICAS

SERIE ARCE

CARACTERÍSTICAS GENERALES

Apoyos diseñados para tensiones de hasta 132 kV.

Los apoyos tipo ARCE están compuestos por perfiles angulares de alas iguales totalmente atornillados, de fuste formado por tramos troncopiramidales de sección cuadrada y cabezas de tramos prismáticos rectos. La celosía es doble, contrapeada entre caras en el fuste.

Son apoyos de cimentación en cuatro macizos, por lo que el tramo final siempre consiste en una base con 4 patas + anclaje embebido en cemento.

Los valores de las anchuras de las bases (B) para las distintas alturas se indican en el siguiente cuadro en metros:

Hu	9,45	11,70	13,95	16,20	18,45	20,70	23,00	25,00	27,50	30,00
B	2,45	2,75	3,05	3,35	3,65	3,95	4,25	4,55	4,85	5,20

Las características de materiales de los apoyos son las siguientes:

- Aceros S355J0 y S275JR según norma UNE-EN 10025.
- Tornillería calidad 5.6 según norma UNE-EN 20898.
- Geometría de tornillos según norma UNE 17010.
- Geometría de tuercas según norma ISO 4034.
- Geometría de arandelas según norma DIN 7989 (espesor 8 mm).
- Galvanizado en caliente según norma UNE-EN ISO 1461.

Características constructivas particulares:

- Pates de escalada en un montante de torre hasta la cabeza, ubicados contrapeadamente en las alas del angular cada 325 mm aproximadamente.
- Suministro de solución mixta para amarre y suspensión en puntas de cruceta y cúpula.
- Taladros para amarre M20 (Ø21,5 mm), ubicados en chapas punta de cruceta horizontales (paralelas al terreno). Los taladros de amarre realizados son tres por chapa.
- Taladros para suspensión M20 (Ø21,5 mm), ubicados en casquillos bajo chapas punta de cruceta, perpendiculares al sentido de línea (paralelos al eje de la cruceta).
- Taladros para toma de tierra taladro M12 (Ø13,5 mm).
- Se pueden montar alargaderas en anclajes para los casos especiales. Alargaderas +0,25/+0,50 y +0,75/+1,00 mts.

VIII. CRUCETA

APOYOS
NORMALIZADOS
PARA LÍNEAS
ELÉCTRICAS

SERIE ARCE

ARMADOS

Para adaptarse a las distintas necesidades de distancias se han estandarizado una serie de armados, es decir, distintas combinaciones de cabezas, crucetas y cúpulas para dar una amplia cobertura a cliente con una denominación reducida y sencilla.

Las cabezas tienen una anchura exterior de 1,20 m. Las alturas de los campos de crucetas son de 1,00 m.

La denominación de apoyos sigue la siguiente pauta:

- Letra inicial: Designa la disposición: **F** para armados simple circuito, **H** para armados de doble circuito. **E** y **G** son iguales a **F** y **H** respectivamente sin cúpula de tierra.
- 1º número: Indica la distancia vertical entre fases.
- 2º número: Indica la combinación de crucetas y cúpula.

Tabla con dimensiones de armados estandarizados:

Altura FUSTE	Cotas [m]			
	a	b	c	d
F40	2,40	2,00	-	3,70
F42	2,90	2,00	-	4,30
F43	3,10	2,00	-	4,30
F50	2,40	2,50	-	3,70
F52	2,90	2,50	-	4,30
F53	3,10	2,50	-	4,30
F60	2,40	3,00	-	3,70
F62	2,90	3,00	-	4,30
F63	3,10	3,00	-	4,30
H20	2,40	2,00	2,40	3,70
H22	2,90	2,00	2,90	4,30
H23	3,10	2,00	3,10	4,30
H250	2,40	2,50	2,40	3,70
H252	2,90	2,50	2,90	4,30
H253	3,10	2,50	3,10	4,30
H30	2,40	3,00	2,90	3,70
H31	2,40	3,00	3,10	3,70
H32	2,90	3,00	3,10	4,30
H40	2,90	4,00	3,60	4,30
H41	3,10	4,00	3,60	4,30

Una de las características de los armados es su modularidad, es decir, que pueden montarse todas las cruceta y cúpula en cualquier cabeza. Por ello son posibles combinaciones diferentes a las aquí expuestas, con designación según se explica posteriormente en el apartado "Designación de Apoyos".

IX. CIMENTACIÓN

SERIE ARCE

CIMENTACIONES

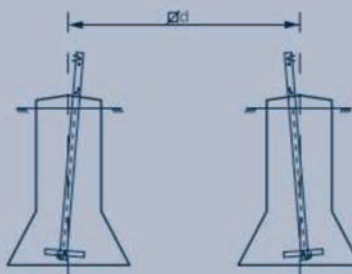
La cimentación de estos apoyos está constituida por macizos independientes.

La cimentación óptima en volumen es la correspondiente a los de geometría tipo "pata de elefante". También incluimos otra configuración correspondiente a una cimentación prismática recta.

En la siguiente tabla se indican los esfuerzos nominales sobre anclajes de los distintos apoyos y alturas, expresados en daN.

			Altura de fuste				
			13,95 m	18,45 m	23,00 m	27,50 m	30,00 m
Altura de fuste (m)	300	Compresión	10.470	11.565	12.580	13.410	14.350
		Tracción	8.880	9.845	10.645	11.280	12.100
	630	Compresión	18.700	20.065	21.280	22.240	22.900
		Tracción	16.570	18.085	19.285	20.190	20.800
	900	Compresión	26.330	28.590	30.420	31.856	32.400
		Tracción	24.550	26.595	28.210	29.380	30.450
	1400	Compresión	39.630	42.825	45.325	47.230	49.100
		Tracción	37.775	40.692	42.940	44.530	46.320
	1800	Compresión	50.456	54.410	57.440	59.700	61.500
		Tracción	48.435	52.065	54.820	56.735	58.550

La distancia entre macizos para las distintas alturas son las siguientes, expresadas en metros:



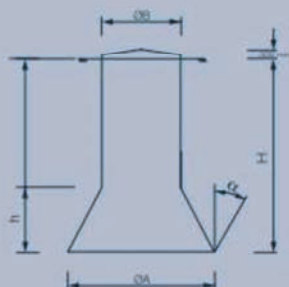
Hu	9,45	11,70	13,95	16,20	18,45	20,70	23,00	25,00	27,50	30,00
d	2,55	2,85	3,15	3,45	3,75	4,05	4,35	4,65	4,95	5,30

SERIE ARCE

CIMENTACIONES EN TERRENO MEDIO NORMAL:

$\alpha=30^\circ$, $\gamma=2,5 \text{ kg/cm}^3$

■ Cimentación tipo "pata de elefante":



Apoyo	Altura (m)	D (m)	d (m)	H (m)	h (m)	V (m³)
ARCE 300	9,45 - 13,95	1,30	0,90	1,70	0,40	1,21
	16,20 - 18,45	1,30	0,90	1,80	0,40	1,27
	20,70 - 23,00	1,30	0,90	1,90	0,40	1,34
	25,00 - 27,50	1,30	0,90	1,95	0,40	1,37
	30,00	1,30	0,90	1,95	0,40	1,37
ARCE 630	9,45 - 13,95	1,40	1,00	2,30	0,40	1,95
	16,20 - 18,45	1,40	1,00	2,35	0,40	1,99
	20,70 - 23,00	1,40	1,00	2,45	0,40	2,07
	25,00 - 27,50	1,40	1,00	2,50	0,40	2,11
	30,00	1,40	1,00	2,50	0,40	2,11
ARCE 900	9,45 - 13,95	1,60	1,00	2,65	0,55	2,40
	16,20 - 18,45	1,60	1,00	2,70	0,55	2,43
	20,70 - 23,00	1,60	1,00	2,75	0,55	2,47
	25,00 - 27,50	1,60	1,00	2,80	0,55	2,51
	30,00	1,60	1,00	2,85	0,55	2,55
ARCE 1400	9,45 - 13,95	1,90	1,20	3,05	0,65	3,96
	16,20 - 18,45	1,90	1,20	3,10	0,65	4,02
	20,70 - 23,00	1,90	1,20	3,15	0,65	4,08
	25,00 - 27,50	1,90	1,20	3,20	0,65	4,13
	30,00	1,90	1,20	3,25	0,65	4,19
ARCE 1800	9,45 - 13,95	2,00	1,20	3,40	0,70	4,49
	16,20 - 18,45	2,00	1,20	3,45	0,70	4,54
	20,70 - 23,00	2,10	1,20	3,40	0,80	4,70
	25,00 - 27,50	2,10	1,20	3,45	0,80	4,75
	30,00	2,10	1,20	3,50	0,80	4,80